

TEKNILLINEN KORKEAKOULU

Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta

Atte Pihkala

HELSINGIN 110 JA 400 KV SÄHKÖNSIIRTOVERKON KEHITTÄMINEN

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 2009

Työn valvoja

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja

TkT Markku Hyvärinen

Tekijä:	Atte Pihkala
Työn nimi:	Helsingin 110 ja 400 kV sähkönsiirtoverkon kehittäminen
Päivämäärä:	22. syyskuuta 2009 Sivumäärä: 180
Osasto:	Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto
Professuuri:	S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka
Työn valvoja:	Professori Matti Lehtonen
Työn ohjaaja:	TkT Markku Hyvärinen
<p>Helsingin silmukoitu 110 kV alueverkko koostuu kaapeleista ja avojohdoista. Paikallisen tuotannon ja kulutuksen ajallisesta vaihtelusta johtuen verkossa siirrettävien tehojen suuruus ja suunta vaihtelevat suuresti vuodenajan mukaan.</p> <p>Kulutuksen ja siirtotarpeen kasvun ja verkkokomponenttien vanhenemisen vuoksi 110 kV verkossa joudutaan tekemään seuraavien 10-20 vuoden aikana merkittäviä investointeja. Samalla on aiheellista pohtia, olisiko verkossa syytä tehdä suuria rakenteellisia muutoksia.</p> <p>110 kV alueverkossa on ns. runkojohtoina kaksoisavojohdoja, joiden kuormitus on joissakin tilanteissa korkea. Siirtohäviöiden pienentämiseksi ja 110 kV johtojen kuormituksen keventämiseksi on suunniteltu 400 kV verkon laajentamista Helsinkiin. Jos siirtokapasiteettia on tarve lisätä, se on toteutettava kaapeliyhteyksinä, koska uusien avojohdojen rakentaminen ei ole mahdollista. Suuritehoiset kaapeliyhteydet on edullisempi toteuttaa 400 kV jännitetasolla.</p> <p>Tässä työssä on analysoitu erilaisia 110 kV ja 400 kV verkkoratkaisuja, joilla Helsingin alueen sähkönsiirtoverkon tulevaisuuden haasteista voitaisiin selviytyä.</p>	
Avainsanat:	tehonjako, alueverkko

HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Abstract of Master' Thesis

Author:	Atte Pihkala		
Name of the Thesis:	Development of 110 kV and 400 kV transmission networks in Helsinki		
Date:	22nd of September 2009	Number of Pages:	180
Department:	Department of Electrical and Communications Engineering		
Professorship:	S-18 Power Systems and High Voltage Engineering		
Supervisor:	Professor Matti Lehtonen Dr.Sc. (Tech)		
Instructor:	Markku Hyvärinen, Dr.Sc. (Tech)		
<p>The 110 kV subtransmission network in Helsinki includes cables and overhead lines. Because the local electricity production and consumption vary greatly depending on season, the magnitude and direction of power transfer also varies.</p> <p>Because of load growth, increasing need of transmission capacity and aging of network components, significant investments need to be made in the 110 kV network within the next 10 to 20 years. At the same time it is necessary to consider whether there should be big changes in the network architecture.</p> <p>The 110 kV subtransmission network includes double circuit overhead lines, which have high loading in some situations. To reduce transmission losses and the loading of 110 kV lines, expansion of the 400 kV network has been considered. If it is necessary to increase transmission capacity, cables need to be used, as it is not possible to build new overhead lines. When the load is high, 400 kV cables are less expensive than 110 kV cables.</p> <p>In this thesis different 110 kV and 400 kV networks solutions have been analyzed, so that the future challenges of the transmission network could be solved.</p>			
Keywords: load flow, subtransmission network			

Alkulause

Tämä diplomityö on tehty Helen Sähköverkko Oy:n Verkon kehitys – yksikössä Teknillisen korkeakoulun Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunnalle.

Työn valvojana toimi professori Matti Lehtonen ja ohjaajana TkT Markku Hyvärinen. Kiitän heitä opastuksesta ja ohjauksesta työn tekemisen eri vaiheissa. Kiitokset myös TkT Pirjo Heinelle työhön liittyvistä kommentteista.

Haluan kiittää myös vanhempiani ja vaimoani tuesta ja kannustuksesta.

Helsingissä 22.09.2009

Atte Pihkala

Alkulause	7
Käytetyt symbolit ja lyhenteet	11
Symbolit	11
Lyhenteet	11
1 Johdanto	15
2 Kaupunkien alueverkot	17
2.1 Verkon rakenneratkaisuja	17
2.2. Redundanssin toteuttaminen	19
2.3 Automaattiset kytkennät	20
2.4 Esimerkkejä kaupunkien sähkönsiirtoverkoista	20
2.5 Helsingin sähkönsiirtoverkko	26
3 Verkon suunnittelu	29
3.1 Suunnitteluprosessi	29
3.2 Verkon suunnittelu- ja mitoituskriteerit	29
3.2.1 Yleistä	29
3.2.2 Nordel	31
3.3.3. HSV:n suunnittelu – ja mitoituskriteerit	34
3.2.4 UCTE	36
3.2.5 NERC	36
3.3 Siirtokapasiteetti ja siirtotarve	36
3.3.1 Yleistä	36
3.3.2 Siirtotarpeen määrittelyn periaatteet Helsingissä	37
3.4 Tehonjako	39
3.5 Vikavirrat	40
3.6 Luotettavuuslaskelmat	42
3.7 Taloudellisuus	43
3.8 Kustannuslaskenta	43
4 Verkon rakenteeseen vaikuttavat teknologiat	49
4.1 Johtolajit	49
4.1.1 Avojohdot	49
4.1.2 Kaapelit	50
4.1.3 Kaapeleiden ja avojohtojen keskinäinen vertailu	55
4.1.4 GIL	58
4.1.5 Suprajohtava kaapeli asennustapavariaatioineen	60
4.2 Sähkönsiirto tasavirralla	62
4.3 Siirtotehon ja oikosulkutehon ohjausmahdollisuudet	68
4.3.1 Yleistä	68
4.3.2 Verkon rakenne	68
4.3.3 Säättömuuntajat	69
4.3.4 FACTS	71
4.3.5 Virtarajoittimet	76
4.4 Tuotantomuodot ja tuotannon liityntätavat	78
4.4.1 Lämpövoima	78
4.4.2 Ydinvoima	79
4.4.3 Vesivoima	79
4.4.4 Tuulivoima	80
4.4.5 Hajautettu tuotanto	82
4.4.6 Tuotannon liityntätavat	83
5 Tarkasteltavat ratkaisut	85
6 Case-tarkastelut	87

6.1 Yleistä	87
6.2 110 kV kaapeliverkon kehittäminen	90
6.2.1 Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkon kehittäminen.....	90
6.2.2 Avojohtojen kaapelointi.....	107
6.3 Siirtorajapinnan Kehä III – Helsinki siirtokyvyn kehittäminen	110
6.4 400 kV verkon kehittäminen.....	118
6.4.1 400 kV verkon laajennus Vuosaareen.....	118
6.4.2 Itäisen sähköverkon 110 kV kytkentöjen analysointi	127
6.4.3 400 kV verkon laajentaminen kantakaupunkiin	132
6.4.4 110 kV osaverkkojen mitoitus	138
6.4.5 400 kV renkaan mitoitus.....	151
6.4.6 400 kV ratkaisujen kustannusarvioita.....	156
7 Johtopäätökset.....	161
7.1 Yleistä	161
7.2 Ensimmäinen siirtorajapinta	161
7.3 Toinen siirtorajapinta.....	161
7.4 Kolmas siirtorajapinta.....	162
7.5 Avojohtojen kaapelointi.....	163
7.6 400 kV verkon tarkastelut.....	164
8 Yhteenveto	169
Lähdeluettelo.....	171
HSV:n dokumentteja.....	171
Verkkorakenteet.....	171
Suunnittelu ja mitoitus	171
Tehonjako, vikavirtalaskelmat ja luotettavuus	172
Johtolajit.....	172
Sähkönsiirto tasasähköllä.....	173
Verkon jako ja käyttötavat.....	174
Muuntajat	174
FACTS	174
Virtarajoittimet.....	176
Tuotantomuodot ja tuotannon liityntätavat.....	176
Muut.....	177
Liite A Kustannustiedot	179

Käytetyt symbolit ja lyhenteet

Symbolit

\bar{a}	Vaihesiirto-operaattori 120 °
Al	Alumiini
c	Kapasitanssi pituusyksikköä kohden
C	Kapasitanssi
Cu	Kupari
D	Diskonttauskerroin
E _A	Vikapaikan vaihejännite ennen vikaa
I _F	Vikavirta
k _b	Sysäyskerroin
K	Kapitalisointikerroin
L	Induktanssi
P	Pätöteho
Q	Loisteho
r	Resistanssi pituusyksikköä kohden
R	Resistanssi
S	Näennäisteho
T	Tyristori
U	Jännite
V	Jännite
x	Reaktanssi pituusyksikköä kohden
X	Reaktanssi
Y	Admittanssi
Z	Impedanssi
Z _F	Vikapaikan impedanssi
Z ₁	Myötäverkon impedanssi
Z ₂	Vastaverkon impedanssi
Z ₀	Nollaverkon impedanssi
φ	Jännitteen vaihekulma
δ	Johdon alku- ja loppupään välinen kulmaero

Lyhenteet

ABB	Asea Brown Boveri
AC	Alternating Current
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ATC	Available Transfer Capacity
AAC	Already Allocated Capacity
BCE	Base Case Exchange
BSSCO	Bi-Pb-Sr-Ca-Cu-O
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
C.B	Circuit breaker (katkaisija)
CD	Cold Dielectric

CHP	Combined Heat & Power
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
DC	Direct Current
EDF	Ranskalainen energiayhtiö
EDSA	Electrical Distribution and transmission System Analysis and design programs
EHV	Extremely High Voltage
EIA	Environmental Impact Assessment
EPR	Etyleeni-propyleenikumi
ETO	Emitter Turn-Off Thyristor
ETSO	European Network of Transmission System Operators
EURELECTRIC	The Union of the Electricity Industry
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FCL	Fault Current Limiter
GCSC	Gate Controlled Series Capacitor
GIL	Gas Insulated Line
GIS	Gas Insulated Substation
GTO	Gate Turn Off Thyristor
HDPE	High Density -polyeteeni
Helen	Helsingin Energia
HSV	Helen Sähköverkko Oy
HTS/HTSC	High Temperature Superconductor
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
LCC	Line Commutated Converter
LDPE	Low Density –polyeteeni
MCT	MOS Controlled Thyristor
MOT	MOS Turn Off Thyristor
NKT	Kaapelivalmistaja
NTC	Net Transfer Capacity
PEX	Ristisilloitettu polyeteeni
PSS	Power System Simulator
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PST	Phase Shifting Transformer
PTC	Positive Temperature Coefficient
PWM	Pulse Width Modulation
RTD	Room Temperature Dielectric
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SINCAL	Siemens Network Calculation
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
SVC	Static VAR Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor

TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator/Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSO	Transmission System Operator
TSR	Thyristor Switched Reactor
TRM	Transmission Reliability Margin
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
WD	Warm Dielectric
YVA	Ympäristövaikutusten arviointi
XLPE	Ristisilloitettu polyeteeni
An	Anttilan sähköasema
Es	Espoon sähköasema
Fo	Forssan sähköasema
Hak	Hakkilan sähköasema
Hn	Herttoniemen sähköasema
It	Ilmalantorin sähköasema
Ka	Kallion sähköasema
Ki	Kluuvien sähköasema
Km	Kampin sähköasema tai Kymin sähköasema
Kn	Kannelmäen sähköasema
Kr	Kruununhaan sähköasema
Kt	Kasarmitorin sähköasema
Lj	Laajasalon sähköasema
Lt	Lauttasaaren sähköasema
Lv	Leppävaaran sähköasema
Lä	Länsisalmen sähköasema
Mk	Mellunkylän sähköasema
Ml	Meilahden sähköasema
My	Myllypuron sähköasema
Myy	Myyrmäen sähköasema
Olk	Oulunkylän sähköasema
Pak	Pakkalan sähköasema
Pm	Pitäjänmäen sähköasema
Ps	Pasilan sähköasema
Pu	Pukinmäen sähköasema
Pv	Punavuoren sähköasema
Rek	Rekolan sähköasema
Sa	Salmisaaren sähköasema
Sm	Suurmetsän sähköasema
Su	Suvilahden sähköasema
Ta	Tapanilan sähköasema
To	Töölön sähköasema
Tol	Tolkinkylän sähköasema
VI	Vallilan sähköasema
Vm	Viikinmäen sähköasema
Vs	Vuosaaren sähköasema
Tm	Tammiston sähköasema

Vaa

Vaaralan sähköasema

1 Johdanto

Alueverkko on jakeluverkon ja siirtoverkon välimuoto. Historiallisesti suurissa kaupungeissa paikalliset sähkölaitokset ovat rakentaneet ja ylläpitäneet kaupungin sisäistä silmukoituakin siirtoverkkoa. Helsingissä tämä alueverkko koostuu 110 kV avojohdoista ja maakaapeleista, ja sen omistaa Helsen Sähköverkko Oy. Tällä hetkellä esikaupunkialueella käytetään pääasiassa avojohtoja ja kantakaupunkialueella maakaapeleita.

Helsingissä sähkö tuotetaan pääasiassa kolmessa suuressa voimalaitoksessa: Salmisaaressa, Hanasaaressa ja Vuosaassa. Polttoaineina näissä voimaloissa käytetään kivihiiltä ja maakaasua. Kaikki ovat yhteistuotantolaitoksia, joissa tuotetaan sähköä ja lämpöä yhtä aikaa. Tällöin kokonaishyötysuhde on paljon parempi kuin lauhdevoimalaitoksissa. Tulevaisuuden uhkakuvana on ilmaston lämpeneminen, jonka seurauksena lämmön kulutus voi siirtyä laskuun, mikä pienentää tuotantotavan tehokkuutta. Lämmöntarpeen väheneminen voi vaikuttaa pidemmällä aikavälillä yhteistuotantolaitosten määrään ja lyhyellä aikavälillä nykyisten laitosten käyttöajan vähenemiseen tai lauhdeajon lisääntymiseen. Lisäksi ilmastosyistä voi tapahtua siirtymistä muihin tuotantomuotoihin, mikä vaikuttaa tuotantolaitosten kokoon ja sijoittumiseen.

Kesäaikana Helsingin yhteistuotantolaitokset ovat pääasiassa poissa käytöstä. Alueverkkoa syötetään tällöin pohjoisesta kahdesta kantaverkon pisteestä, josta sähkö siirretään etelään melko pitkällä avojohtoyhteyksillä. Kulutuksen kasvaessa näiden johtojen kuormitus kasvaa, ja termiset rajat voivat tulla vastaan. Lisäksi kuorman suureneminen kasvattaa siirtohäviöitä ja niistä aiheutuvia kustannuksia.

Historiallisesti sähkön kulutus on kasvanut Helsingissä keskimäärin 2 % vuodessa. Mahdollisista energiansäästötoimenpiteistä huolimatta oletetaan, että sähkönkulutus tulee kasvamaan myös lähivuosina. Tietyillä alueilla, joissa on paljon uudisrakennusta, kasvu on suurempaa kuin muualla. Lisäksi monet alueverkon käytössä olevat johdot ja asemat alkavat lähestyä käyttöikänsä loppua. Näin ollen lähitulevaisuudessa on odotettavissa merkittäviä verkkoinvestointeja. Myös tuotannon lisääntyminen tai poistuminen aiheuttaa verkkoon muutostarpeita.

Yhtenä vaihtoehtona kaupungin kasvavan siirtotarpeen tyydyttämiseen on 400 kV renkaan rakentaminen Helsinkiin. Tällä tavoin 400 kV / 110 kV muuntoja saataisiin siirrettyä etelämmäksi, jolloin 110 kV verkon rasitus ja siirtohäviöt pienenisivät. Myös 110 kV verkossa pitäisi tehdä vahvistuksia ja 400 kV järjestelmän myötä rakenteellisia muutoksia.

Helsingissä on ollut painetta kasvattaa kaapelointiastetta entisestään. Jakeluverkko 20 kV jännitetasosta alaspäin on jo lähes kokonaan kaapeloitu, mutta myös alueverkon 110 kV johtoja on painetta siirtää entistä enemmän maan alle. Suunniteltu 400 kV rengas tultaisiin todennäköisesti toteuttamaan pääasiassa kaapelitekniikalla. Avojohtoihin liittyy kaupunkiympäristössä tilankäyttöongelma, minkä lisäksi ne koetaan esteettisiksi haitoiksi. Näistä syistä lupia uusien avojohtojen rakentamiseen on vaikea saada.

Tämän diplomityön tavoitteena on analysoida erilaisia vaihtoehtoisia 110 ja 400 kV alueverkon kehittämisvaihtoehtoja yllä mainitut seikat huomioon ottaen.

2 Kaupunkien alueverkot

2.1 Verkon rakenneratkaisuja

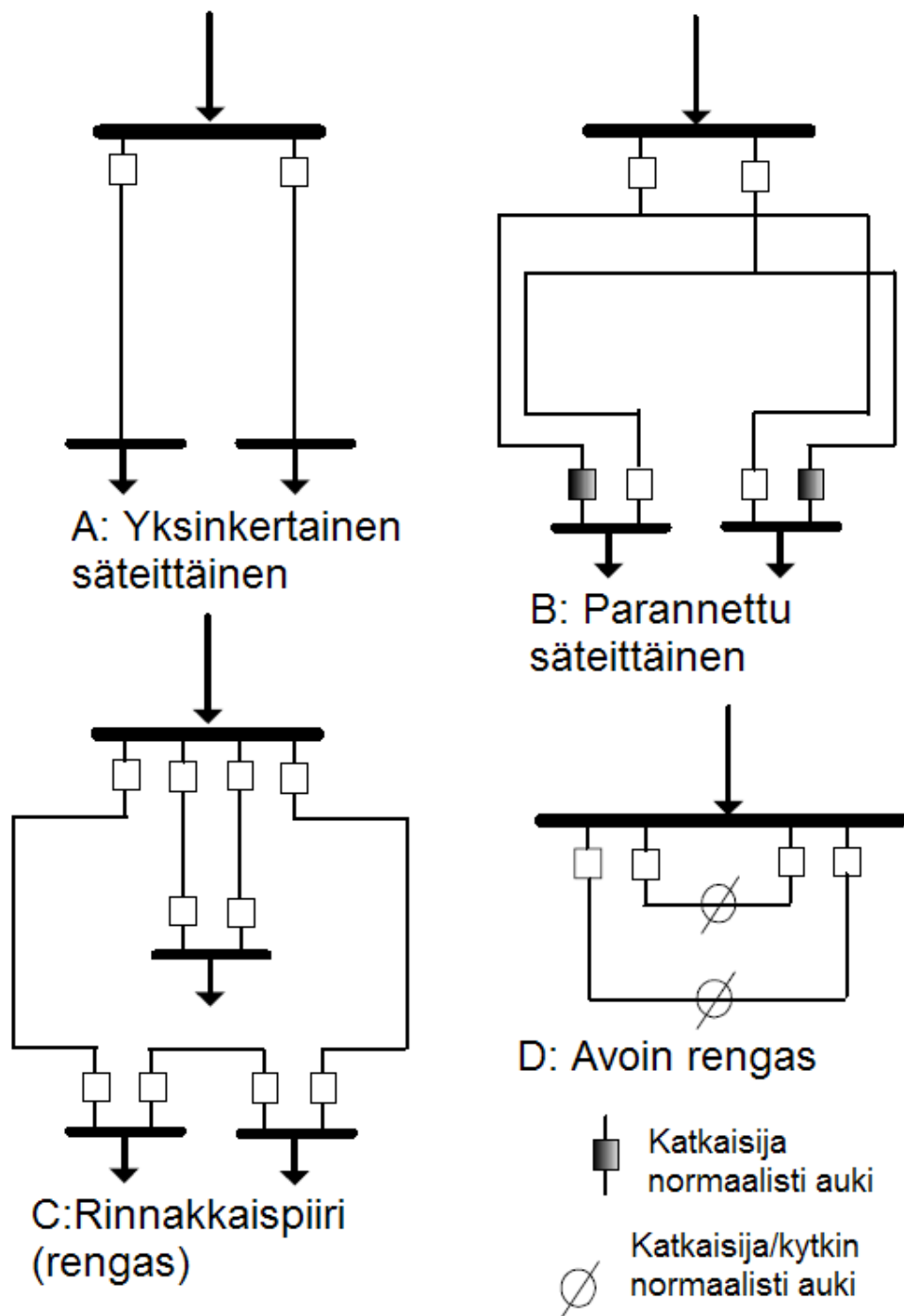
Varsinaisen järjestelmävastaavan hallinnoiman siirtoverkon ja keski- ja pienjännitteistä koostuvan jakeluverkon välissä on usein alueverkko, jota voidaan kutsua myös alisiirtoverkoksi (sub-transmission network). Jännitetasot, joita käytetään alisiirtoverkossa, vaihtelevat suuresti maakohtaisesti, mutta ne ovat tyypillisesti suurempia kuin jakeluverkossa ja pienempiä tai joissain tapauksissa samoja kuin siirtoverkossa. Helsingissä ja muualla Suomessa alueverkossa käytetään 110 kV jännitettä, joka on käytössä myös kantaverkossa. Alueverkko on yleensä silmukoitu, mutta voi olla myös säteittäinen. Alueverkolle ei ole varsinaisesti olemassa mitään tarkkaa määritelmää, mutta se voi usein toimia sekä siirto- että jakeluverkon roolissa. [12, 46]

Kun esimerkiksi kehitysmaata sähköistetään, on tyypilliseksi aluksi keskijänniteverkko alueverkon roolissa. Kun siirtoverkon jännitetaso kasvaa, voivat alemmat siirtoverkon jännitteet siirtyä alueverkon käyttöön. Helsingissä on kantakaupungin alueella käytetty aikoinaan 5 kV ja 35 kV jännitteitä sähköasemien välisessä siirrossa. 5 kV oli käytössä 1900-luvun alussa ja 35 kV otettiin käyttöön 1930-luvulla. Sittemmin 35/5 kV järjestelmä on päivittynyt 110/10 kV järjestelmäksi. [12]

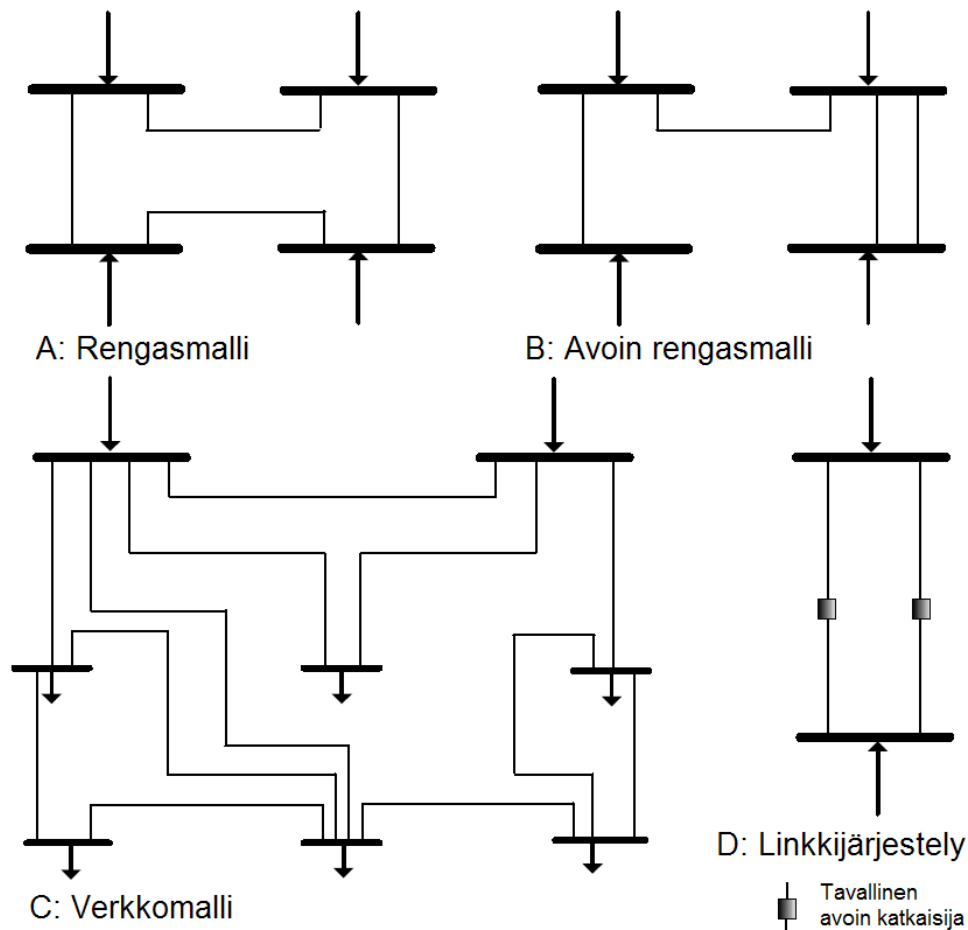
Alueverkon ja siirtoverkon erona on muun muassa se, että maiden väliset yhteydet eivät juuri koskaan kuulu alueverkon piiriin. Alueverkolla voi olla myös osittain jakeluverkon rooli, mitä siirtoverkolla ei ole. Yleensä alueverkon sähköasematiheys on suurempi kuin siirtoverkossa. Mitä tiheämmässä sähköasemia on, sitä enemmän alueverkko muistuttaa luonteeltaan jakeluverkkoa.

Alueverkkoon voi olla enemmän kuin yksi syöttöpiste siirtoverkosta. Kun näitä useita syöttöpisteitä käytetään rinnakkain, rinnakkaisia tehovirtoja voi syntyä. Näiden tehovirtojen ja vikavirtojen pienentämiseksi voidaan joutua suorittamaan kiskojen erottamisia ja muita impedanssia kasvattavia toimenpiteitä. Kun syöttöpisteiden välillä ei ole yhteyttä, tätä kutsutaan "taskukäytöksi" (pocket operation) syöttöpisteen ympärillä. Ryhmäkäytössä syöttöpisteitä on vähintään kaksi, mutta kaikkien syöttöpisteiden välillä ei välttämättä ole yhteyttä. [12]

Verkon rakenteeseen vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa kuormitustiheys, erilaisten komponenttien hinnat, sallitut oikosulkuvirtatasot ja muut tekniset näkökohdat, tyypilliset vikatyypit ja vikojen kestot, automaation taso sekä vaadittava luotettavuustaso. Erilaisia kaupunkiverkon syöttötopologioita on esitetty kuvissa 1 ja 2. [12, 46]



Kuva 1. Yhden syöttöpisteen kaupunkiverkon syöttötopologioita (taskukäyttö). [46]



Kuva 2. Usean syöttöpisteen kaupunkiverkon syöttötopologioita. [46]

Rengasrakenteessa kuormapistettä syötetään useammasta kuin yhdestä suunnasta silloin, kun rengas on suljettu. Myös itse rengasrakenteista järjestelmää syötetään yleensä useasta pisteestä. Normaalisti rengas on suljettu, mutta sitä voidaan vikatilanteessa käyttää avoimena ilman, että toimitus häiriintyy. Yleensä järjestelmä on suunniteltu kestävänsä yhden syötön menetys. Kun järjestelmä laajenee, se voidaan kehittää verkoksi. Verkkomalli on luotettavampi kuin säteittäinen tai rengasmainen verkko. Jokaista kuormapistettä syötetään useasta suunnasta. [46]

2.2. Redundanssin toteuttaminen

Redundanssilla tarkoitetaan sitä, että rinnakkaisten järjestelmien ansiosta voidaan jatkaa normaalia toimintaa, vaikka yksittäinen järjestelmä olisi epäkunnossa.

Yhdellä asemalla voi olla useampia kuin yksi muuntaja, mikä lisää redundanssia. Kaksi muuntajaa on tyypillinen määrä. Jos muuntajia on vain yksi, tarkoittaa se usein sitä, että verkko on silmukoitu, jolloin redundanssi hajautetaan. Tukea saadaan alemmilta jännitetasoilta. Jos kuormaa on mahdollista siirtää asemien välillä, voidaan muuntajien määrää asemilla vähentää. [5]

2.3 Automaattiset kytkennät

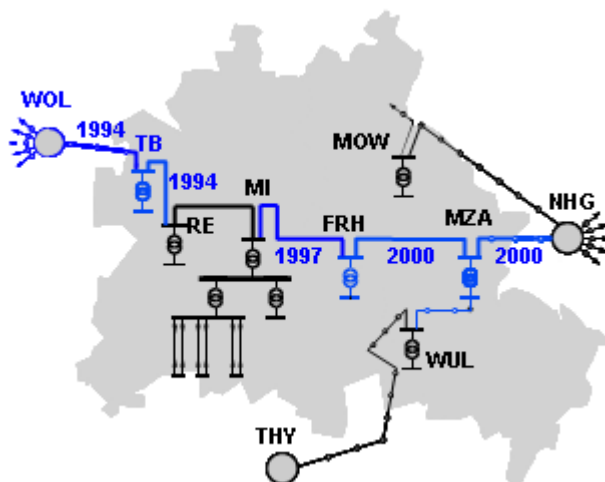
Automaattisia kytkentöjä voidaan käyttää vikatilanteiden lisäksi myös normaalissa käyttötilanteessa, jos löytyy sopiva algoritmi määrittämään kuormansiirtokytkentäsekvenssi. Optimaalisen kytkentäsekvenssin määrittäminen on kombinatorinen optimointiongelma, joka on vaikea ratkaista. [6]

2.4 Esimerkkejä kaupunkien sähkönsiirtoverkoista

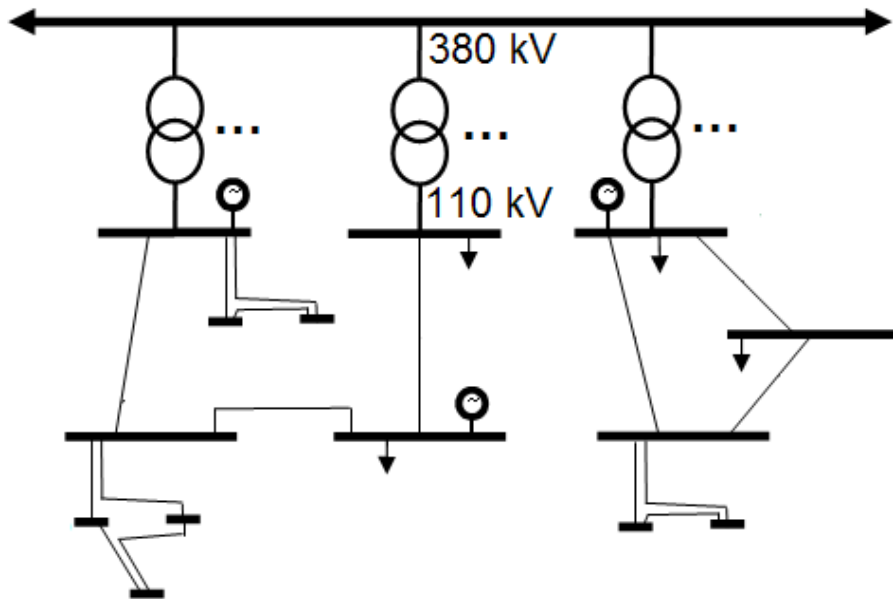
Vertailemalla kahta saksalaista suurkaupunkia, Berliiniä ja Hampuria, nähdään kaksi erilaista lähestymistapaa suurkaupungin sähköistykseen. Alueiden pinta-alat, huippukuorma ja vuotuinen sähkönmyynti ovat samaa suuruusluokkaa. Berliinissä on kuitenkin lähes kaksinkertainen määrä asukkaita ja sähköasiakkaita. Berliinissä on paikallista tuotantoa noin 50 % huippukuormasta, kun taas Hampurissa paikallisen tuotannon osuus on alle 20 %. [7]

Asiakkaiden määrä ja jakautuminen käyttäjäryhmiin vaikuttavat huomattavasti siihen, miten eri jännitetasoja hyödynnetään. Berliinissä sekä kuormasta että sähkön mynnistä yli puolet on pienjännitetasolla. Suurjännitteen osuus on huomattavasti alle 10 % sekä kuormassa että mynnissä. Hampurissa sen sijaan pienjännitteen osuus sähkökuormassa ja sähkön mynnissä on vain noin kolmannes, ja suurjännitteen osuus on myös noin kolmannes. Keskijännitteen osuus sähkön mynnistä ja kuormasta on molemmissa kaupungeissa samaa luokkaa. Ero selittyy sillä, että Hampurissa on paljon enemmän teollisuusasiakkaita, joilla on korkeat tehovaatimukset ja käyttöaste. [7]

Paikallisen tuotannon suurempi määrä Berliinissä asettaa suuremmat vaatimukset 110 kV jakeluverkolle. Berliinissä on 110 kV verkossa käytössä silmukoitu verkkomalli. Ennen Berliinien yhdistymistä sähköverkot olivat erilliset. Sitten verkot on yhdistetty diagonaalisella 380 kV yhteydellä, jonka varrelle 380/110 kV muuntoasemat on sijoitettu. Voimalat sijaitsevat Länsi-Berliinin alueella. Verkkomallia havainnollistaa kuva 3. Kuva 4 esittää tarkemmin 110 kV verkon rakennetta. 110 kV osaverkkoja on 6-7 kpl, ja niissä käytetään sekä tasku- että ryhmäkäyttöä. [7]

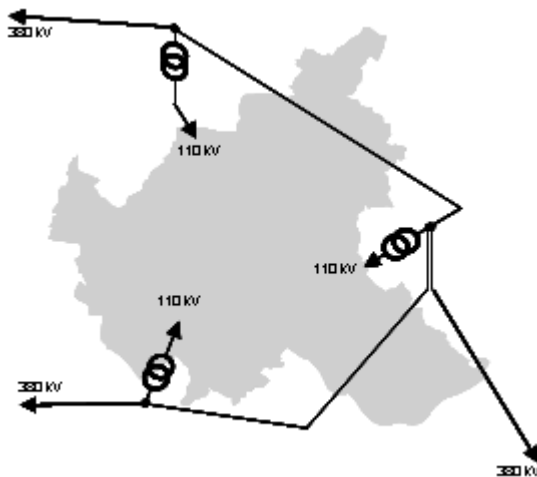


Kuva 3. Berliinin kaupunkiverkon rakenne. [7]

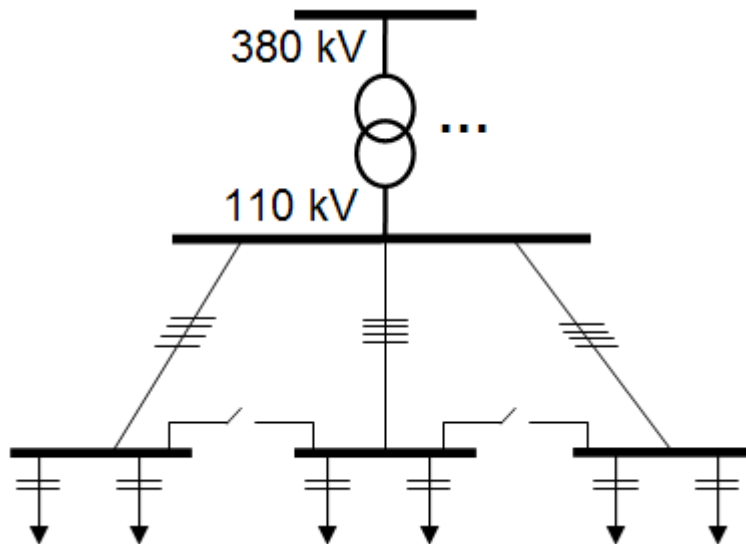


Kuva 4. Tarkennettu kuva Berliinin 110 kV sähköverkosta. [7]

Hampurin verkon rakenne pohjautuu ympäröivään, yhteiskäytössä olevaan 380 kV verkkoon. Suuret voimalaitokset sijaitsevat kaupunkialueen ulkopuolella. Kaupunkia ympäröi 380 kV avojohtorengas, josta 110 kV verkkoa syötetään useista pisteistä, kuten nähdään kuvassa 5. Kuva 6 esittää tarkemmin Hampurin 110 kV verkkoa, joka on rakenteeltaan säteittäinen. Osaverkkoja on 4-5 kpl. [7]

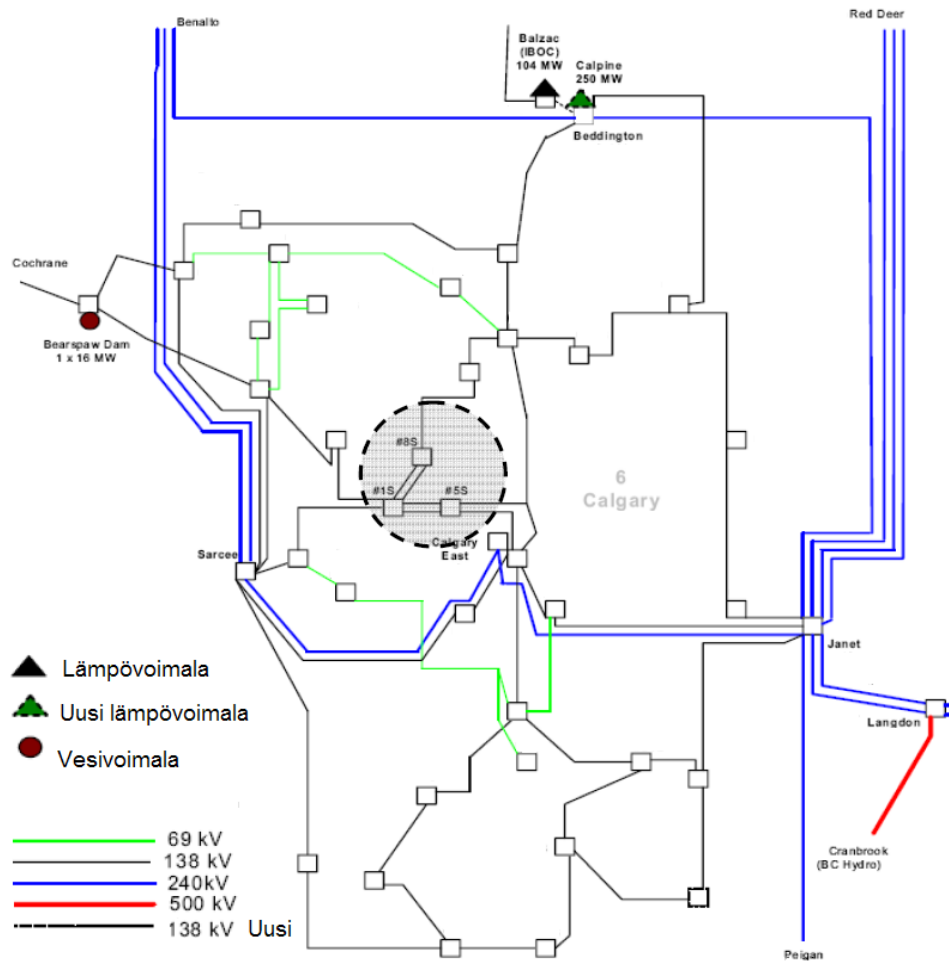


Kuva 5. Hampurin 380 kV kaupunkiverkon rakenne. [7]



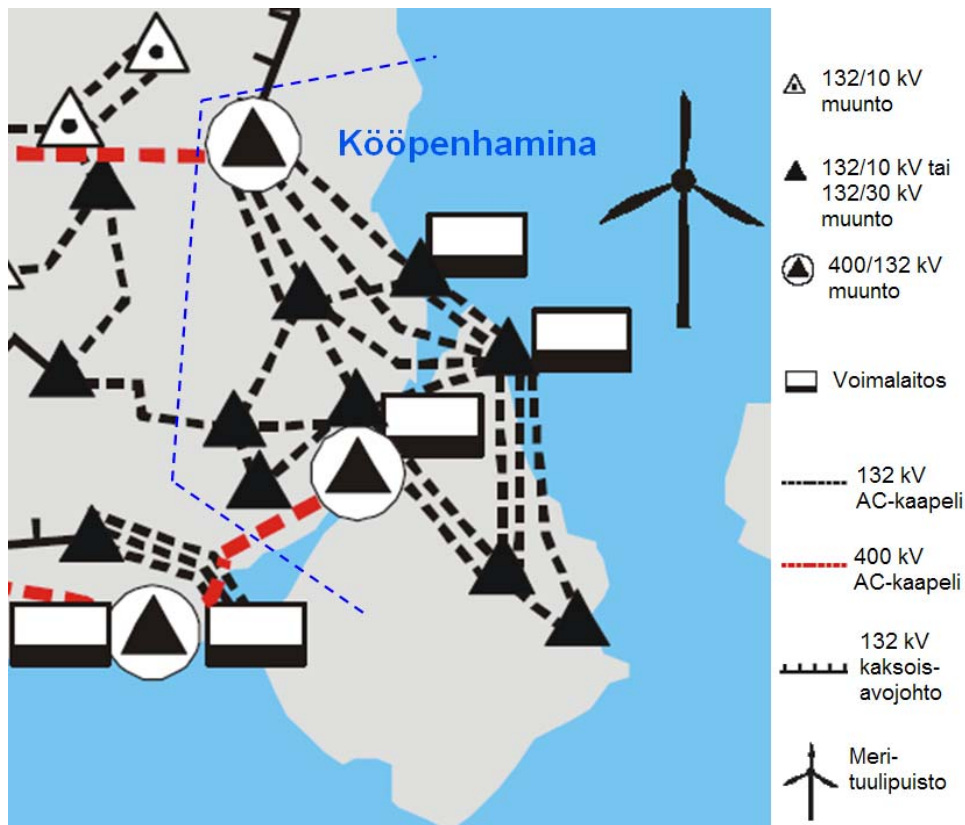
Kuva 6. Hampurin 110 kV osaverkkojen rakenne. [7]

Kuva 7 esittää Calgaryn alueen sähköverkkoa. Vuonna 2004 verkossa oli 382 000 asiakasta ja huipputeho 1401 MW. Calgaryn asukasluku on 940 000 ja pinta-ala 722 km². Verkkorakenne muistuttaa Hampuria siinä mielessä, että 240 kV verkossa on käytössä rengasrakenne, josta syötetään 138 kV verkkoa. 138 kV verkko on silmukoitu ja 240/138 kV sähköasemat ovat toisiinsa yhteydessä 138 kV verkon kautta. Verkkoa ei siis ole jaettu. Ydinkeskustaa eli downtownia lukuun ottamatta verkko on toteutettu avojohtotekniikalla. [8]



Kuva 7. Calgaryn alueen sähkösiirtoverkko. [8]

Kuva 8 esittää Kööpenhaminan alueen sähköverkkoa. Verkko on rakenteeltaan melko samanlainen kuin Helsingissä. 400/132 kV muunnot kantaverkosta sijaitsevat kahdessa pisteessä, kuten Helsingissä. Ne syöttävät silmukoitua, jakamatonta 132 kV verkkoa, joka vastaa rakenteeltaan kuvan 2 C-kohdan verkkomallia. Yhtenä teknisenä erona Helsinkiin nähden on se, että Kööpenhaminassa ei käytetä ollenkaan avojohtoja, vaan koko verkko on toteutettu kaapeleilla. Kuten Helsingissä, myös Kööpenhaminassa on alueellista sähkön tuotantoa ainakin kolmella erillisellä alueella. [9]



Kuva 8. Kööpenhaminan alueen sähkönsiirtoverkko. [9]

Ruotsissa Tukholman alueella on kantaverkossa ja alueverkossa käytössä 70-400 kV jännitetasoja. Kantaverkkoyhtiö Svenska Kraftnät omistaa 400 kV ja 220 kV kantaverkon, joka koostuu tällä hetkellä avojohdoista. Fortum omistaa myös pienen 220 kV verkon Tukholman keskustassa. Alueverkkoon kuuluvat 70-130 kV jännitetasot. Tukholman taajamassa Fortumilla on 110 kV kaapeliverkko ja Vattenfallilla on Tukholman alueella 70 kV verkko. [10]

Svenska Kraftnät sai hallitukselta tehtävän selvittää, kuinka Tukholman alueen 70-400 kV sähkönsiirtoverkkoa tulisi kehittää pitkän aikavälin toimitusvarmuuden varmistamiseksi. Kantaverkkoyhtiön yhteistyökumppaneina olivat verkkoyhtiöt Fortum ja Vattenfall. Projektin nimi on Stocholms Ström ja sen rahoitukseen osallistuvat kantaverkkoyhtiö, verkkoyhtiöt ja kunnat. Tammikuussa 2008 valmistuneessa raportissa selvitetään, että siirtokapasiteettia on lisättävä, jotta saadaan siirrettyä suurempia tehomääriä. Verkon tulisi myös kestää paljon nykyistä pahempia vikoja ilman, että toimitus keskeytyy. [11]

Stockholms Ström –projektin tärkein osa on uusi johto Citylink, joka yhdistää Tukholman pohjoisen ja eteläisen alueen. Tämä 400 kV yhteys toteutetaan osittain avojohdona ja osittain kaapelina. Kaapelista osa kulkee tunnelissa Tukholman keskustan alapuolella. Citylink sulkee 400 kV renkaan ja varmistaa, että sähköä pystytään siirtämään useasta suunnasta. Tämän lisäksi Stocholms Ström –projektin yhteydessä rakennetaan muun muassa useita 220 kV kaapeleita. Rakennusprojektit on tarkoitus toteuttaa vuosina 2010-2015. Projektin valmistuttua kaapelointiaste Tukholman alueen 220 kV verkossa kasvaa merkittävästi.

Kuvat 9 ja 10 esittävät Tukholman alueen nykyistä kantaverkkoa ja suunniteltua vuoden 2020 verkkotilannetta. [10, 11]



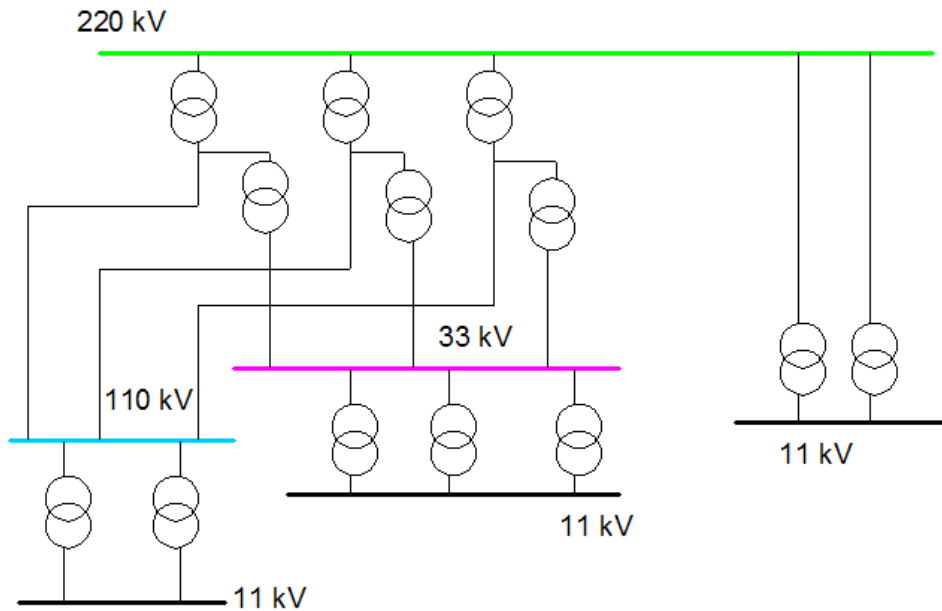
Kuva 9. Tukholman alueen nykyinen kantaverkko. [10]



Kuva 10. Tukholman alueen kantaverkko vuonna 2020. [10]

Tukholmassa on käytössä suuri määrä jännitetasoja. Osasta pyritään eroon ja suuntaus on kohti 220/11 kV järjestelmää. Kuva 11 esittää periaatetasolla sitä, miten 220 kV verkosta syötetään alempia jännitetasoja. Kuva perustuu vuosien 1980-1990 välillä tehtyyn kaavioon,

joten se ei ole välttämättä täysin ajan tasalla. 110 kV ja 33 kV verkkojen käyttötapaa voisi sanoa ryhmäkäytöksi.



Kuva 11. Tukholman kaupungin jakelusähköasemien sähkönsyötön periaatekaavio. Lähde Stockholms Energi 1987.

Yhteenvedona tarkastelluista kaupungeista voidaan todeta, että 110-138 kV verkossa on taskukäyttöä, ryhmäkäyttöä ja verkkomallia. Taskukäyttöä esiintyy Berliinissä ja Hampurissa. Berliinissä esiintyy lisäksi ryhmäkäyttöä. Calgaryssä ja Kööpenhaminassa on käytössä silmukoitu verkkomalli. Tukholman 110 kV ja 33 kV verkot ovat ryhmäkäytössä.

2.5 Helsingin sähkönsiirtoverkko

Helsingin ja Vantaan 110 kV verkot muodostavat oman, muusta 110 kV verkosta erotetun verkkoalueen. 110 kV yhteydet ympäröiviin verkkoihin ovat normaalitilanteessa avattuina ja käytössä vain vikatilanteissa reserviyhteyksinä. Kyseessä on siis ryhmäkäyttö, jossa ryhmän topologia on verkkomainen.

HSV:llä on yhteensä 21 sähköasemaa, kun mukaan luetaan vuonna 2009 käyttöön otettava Pukinmäen sähköasema. Mellunkylässä ei ole tällä hetkellä muuntajia. Muut asemat sisältävät 2-3 muuntajaa, joiden nimellisteho on yleisimmin 31,5 MVA tai 40 MVA. Keski-jänniteverkossa käytetään kantakaupungin alueella 10 kV jännitettä ja muualla 20 kV jännitettä. Asemista Meilahti ja Vallila kuuluvat vielä 10 kV jännitealueeseen, kun taas Pitäjänmäki, Pasila, Herttoniemi ja niiden pohjoispuolella sijaitsevat asemat kuuluvat 20 kV alueeseen.

Helsingissä on myös kulutusasiakkaita, jotka ovat liittyneet suoraan 110 kV verkkoon. Tällä hetkellä tällaisia asiakkaita ovat VR, jonka syötöt sijaitsevat Ilmalassa ja Oulunkylässä sekä Katri Valan lämpöpumppulaitos, jota syötetään Suvilahdesta. Helsingin alueen kokonaiskulutus on noin 4700 GWh/a ja kokonaiskulutuksen huipputeho noin 800 MW.

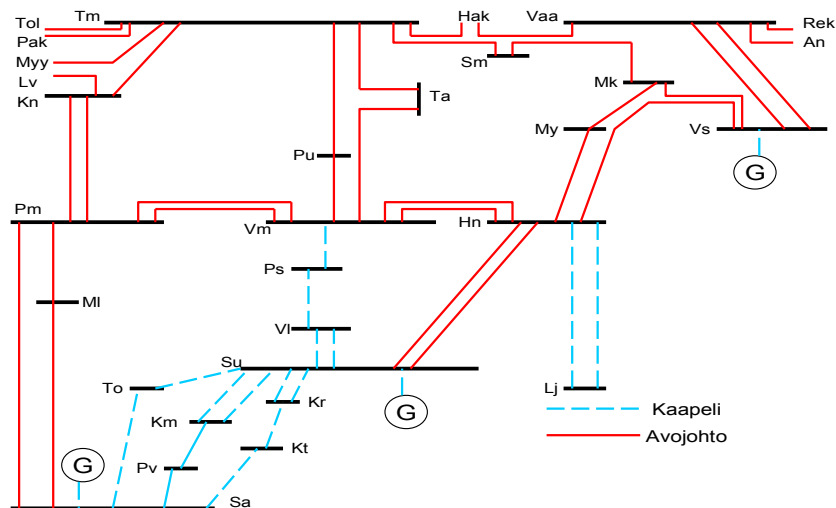
Yhteys kantaverkkoon tapahtuu kolmen 400/110 kV muuntajan kautta. Niistä kaksi sijaitsee Tammistossa ja kolmas Länsisalmessa, josta syötetään Vaaralan 110 kV sähköasemaa. 110 kV yhteys Vaaralasta Anttilaan pidetään normaalitilanteessa auki.

Tuotantolaitokset sijaitsevat Salmisaaressa, Hanasaaressa ja Vuosaaressa. Lisäksi Kellosaaressa on Salmisaaren lähellä kaksi kaasuturbiinia, jotka voidaan käynnistää hätätilanteessa. Näiden kaasuturbiinien käyttöaste on hyvin pieni. Salmisaaren tuottama teho on suurimmillaan noin 160 MW ja Hanasaaren hieman yli 200 MW. Vuosaaressa A-voimalaitos tuottaa suurimmillaan noin 150 MW ja B-voimalaitos hieman alle 500 MW.

Koska paikalliset tuotantolaitokset ovat yhteistuotantolaitoksia, jotka tuottavat sekä sähköä että kaukolämpöä, niiden ajoprofiilit ovat hyvin epätasaiset. Tyypillisesti talvella on paljon tuotantoa, mutta kesällä tuotannon määrä voi olla hyvin alhainen. Talvella tehoa siirretään usein Helsingistä pois päin, koska tuotantoa on enemmän kuin kulutusta. Kesällä sen sijaan kulutusta on usein enemmän kuin tuotantoa, jolloin tehoa siirretään kantaverkosta Helsinkiin.

HSV:n 110 kV sähköverkko on yhteydessä Vantaan 110 kV verkkoon. Siksi Vantaalla tehtävät verkkomuutokset vaikuttavat jonkin verran myös Helsingin verkkoon ja päinvastoin. Vantaalla on Martinlaaksossa tuotantolaitos, jonka kapasiteetti on yli 200 MW. Yhteys Espoon 110 kV verkkoon pidetään normaalisti auki. Fingridin omistama Leppävaara-Kannelmäki-johto pidetään kytkettynä, mutta Leppävaaran asemalla kytkennät ovat sellaiset, etteivät Espoon ja Helsingin verkot ole yhteydessä toisiinsa.

Kuva 12 esittää Helen Sähköverkko Oy:n 110 kV siirtoverkkoa. Verkko koostuu kaapeleista ja avojohdoista. Keskusta-alueella käytetään pääasiassa maakaapeleita ja muualla avojohdoja. Osa nykyisistä avojohtoyhteyksistä tullaan todennäköisesti ennemmin tai myöhemmin muuttamaan maakaapeleiksi. Kaapelien tehot ovat tyypillisesti alle 120 MVA ja ne syöttävät yhtä tai kahta asemaa. Varsinaiset siirtojohtoyhteydet toteutetaan avojohdoilla ja niissä kulkeva teho voi olla yli 200 MVA virtapiiriä kohden. Myös siirtojohtoyhteyksiä suunnitellaan kaapeloitaviksi, jolloin joudutaan käyttämään nykyistä suuritehoisempia kaapeleita.



Kuva 12. Helsingin Sähköverkko Oy:n 110 kV sähköverkko.

Helsingin 110 kV sähköverkossa käytettävät avojohdot ovat usein kaksoisavojohdot, joissa kaksi virtapiiriä kulkee samalla pylvällä. Suurin osa avojohdoista on varustettu 2Duck-johdoin. Kaksoisavojohdot Vuosaaresta Vaaralaan ja Herttoniemeen ovat suuritehoisempia 2Finch-johdot. Pitäjänmäki-Viikinmäki-kaksoisjohto on vanhaa Ibis-johdinta, mutta se tullaan korvaamaan lähiaikoina 2Duck-johdoin.

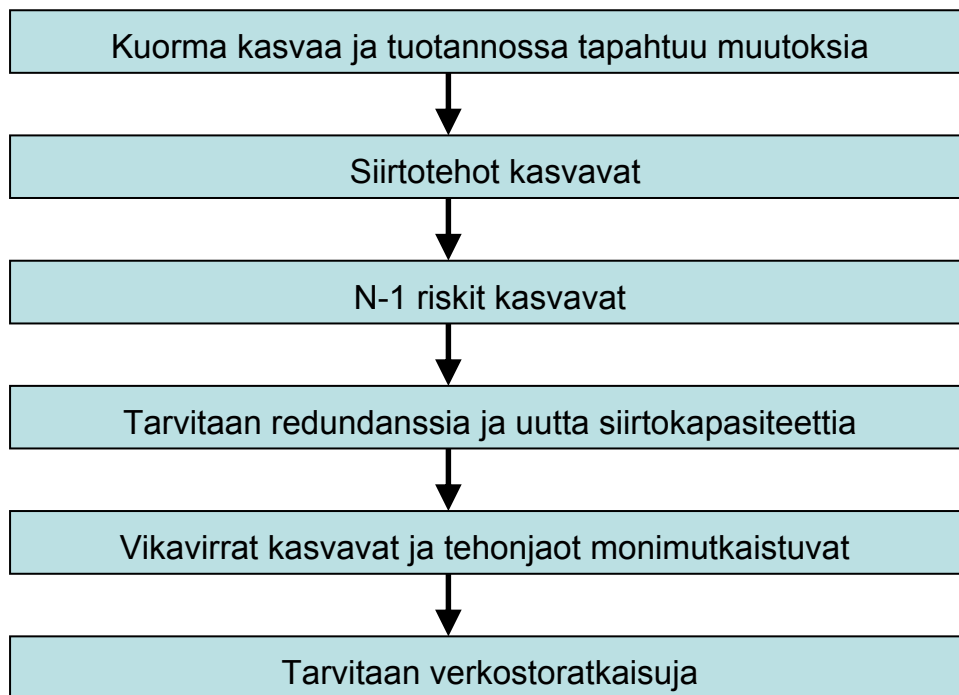
110 kV kaapeleista osa on öljyeristeisiä ja osa PEX-eristeisiä. Öljykaapelit on tarkoitus vähitellen korvata muovikaapeleilla. Useimmissa siirtoverkon kaapeleissa on 800 mm² alumiinijohtimet tai 300-400 mm² kuparijohtimet. Näiden kaapeleiden siirtokyky on selvästi pienempi kuin verkossa käytettyjen avojohdojen. Näitä suuritehoisempia kaapeleita käytetään lähinnä voimalaitosten yhteydessä. Poikkeuksena on Viikinmäki-Herttoniemi-kaksoisjohto, jonka alkuosa on kaapeloitu. Siinä käytettävä johdin on 2000 mm² kupari. Muuntajakaapeleiden yleisin johdintyyppi on 300 mm² alumiini.

3 Verkon suunnittelu

3.1 Suunnitteluprosessi

Verkon suunnittelu- ja kehittämisprosessia esittää kuva 13. Kun verkon kuormat ajan myötä kasvavat, myös johtojen siirtotehot kasvavat. Lisäksi tuotannon muutokset vaikuttavat siirtotehoihin. Jos tuotanto vähenee, joudutaan verkkoon tuomaan suuren kuorman aikana enemmän tehoa ulkopuolelta. Vastaavasti tuotannon kasvaessa joudutaan pienen kuorman aikana viemään enemmän tehoa verkosta ulos.

Johtojen suuremmasta kuormituksesta seuraa, että N-1-riskit kasvavat. Tämän vuoksi tarvitaan redundanssia, eli käytännössä siirto- ja muuntokapasiteettia on lisättävä. Rinnakkaisten johtoreittien lisääntyessä oikosulkuvirrat kasvavat ja tehonjaot monimutkaistuvat. Ongelmien ratkaisemiseksi tarvitaan verkostoratkaisuja, kuten verkon jakoa, uusien jännitetasojen käyttöönottoa, FACTS-laitteita, virranrajoittimia tai vaiheenkääntömuuntajia.



Kuva 13. Verkon suunnittelu – ja kehittämisprosessi.

3.2 Verkon suunnittelu- ja mitoituskriteerit

3.2.1 Yleistä

CIGRE:n tutkimuksessa [12] on vertailtu alueverkkoja eri maissa muun muassa suunnittelukriteerien osalta.

Alueverkon suunnittelussa käytetään yleensä teknisiin seikkoihin perustuvia deterministisiä kriteereitä. Joissain maissa käytetään tilastollisia menetelmiä luotettavuus- ja hintalaskelmissa, mutta kriteerit

ovat silloinkin yleensä deterministiset. Tyypillisiä teknisiä kriteerejä ovat N-1 ja suurin sallittu vikavirtataso. Tekniset suunnittelukriteerit täyttäviä ratkaisuja vertaillaan useimmiten toisiinsa kustannus/hyötyanalyysin kautta. Suunnittelukriteereissä otetaan huomioon taajuus, jännitemuutokset ja laatuhäiriöt, jännitekuopat, palvelun laatu, toimituksen saatavuus ja riskitaso, lyhyet ja pitkät katkokset jne. [12]

Verkon pitkän tähtäimen suunnittelussa pitää ottaa huomioon muun muassa kuormitustiheys, kuorman kasvu, tekniset standardit, sijainti (kaupunki vai maaseutu), taloudellisuus, teknologiset muutokset ja ympäristötekijät. Päätöksiä pitää tehdä muun muassa jännitetasoista, verkon arkkitehtuurista, asemien ja muuntajien koosta, käytöstavasta (silmukoitu vai säteittäinen) ja luotettavuustasoista. Valinnat perustuvat verkon analyysiin, joka sisältää muun muassa tehonjako- ja vikavirtalaskelmia, luotettavuustarkasteluja, kustannusvertailuja ja ympäristövaikutusten vertailuja.

Verkon suunnitteluprosessi on jatkuva iteratiivinen prosessi. Ensimmäisessä vaiheessa kuorman kasvu ja kuorman tiheys voivat olla määrääviä tekijöitä kehittyvissä verkoissa. Myöhemmin luotettavuuden ja toimituksen laadun merkitys lisääntyy. Suunnitteluprosessin syklisen luonteen vuoksi asemien koot ja tiheydet riippuvat teknologisista muutoksista ja erityisesti aiemmin tehdyistä päätöksistä. Pitkän tähtäimen suunnitelmaa tulisi päivittää säännöllisesti, jotta mahdolliset muutokset esimerkiksi kuormituksen kasvussa tulisivat huomioiduksi. Suunnittelussa olisi tärkeää määritellä joitakin pitkän aikavälin strategisia päämääriä, jotta lyhyen ja keskipitkän aikavälin investointipäätöksiä ei tehtäisi lyhytnäköisesti. [12]

Jännitetasoa valittaessa on syytä pyrkiä yhdenmukaisuuteen, mikä tarkoittaa käytännössä sitä, että erilaisia jännitetasoa olisi käytössä mahdollisimman vähän. Usein optimaalisinta olisi, että pienjännitetason lisäksi olisi käytössä vain kolme suurempaa jännitetasoa. Näin on erityisesti silloin, jos aletaan rakentaa uutta verkkoa puhtaalta pöydältä. Ylimääräiset välissä olevat jännitetasot eivät yleensä ole tarpeellisia pitkässä tähtäimessä. Esimerkiksi 400/110/20 kV järjestelmä on tässä suhteessa hyvin optimoitu. [12]

Sähköasemien kokoa ja tiheyttä arvioitaessa pitää ottaa huomioon kuormitustiheys, kuormituksen kasvu, muuntokapasiteetin käyttöaste, suurimmat sallitut vikavirtatasot ja joustavuus. Suuri kuormitustiheys puoltaa suurempaa asemakokoa. [12]

Usein avojohtojen rakentamiseen on vaikea saada lupaa. Tästä johtuen voi olla kannattavaa suurentaa olemassa olevia asemia, jos tällöin voidaan käyttää aiemmilla johtoreiteillä suuremman siirtokapasiteetin omaavia johtoja. Sopivien sijoituspaikkojen löytämisen vaikeus voi myös puoltaa aiempien asemien laajentamista tai jopa niiden jännitetason nostamista. Toisaalta tekniset ongelmat, kuten vikavirtatasot ja tilan puute, voivat ohjata päätökseen, jossa rakennetaan enemmän ja pienempiä asemia. [12]

Verkon luotettavuutta määriteltäessä tärkeä kriteeri on saatavissa oleva reservikapasiteetti. Vaihtoehtoina ovat välittömästi saatavilla oleva reservi, stand by –reservi tai ei reserviä ollenkaan. Ensimmäisessä

vaihtoehdossa ideana on, että palvelukeskeytyksiä ei tule. Stand by – reserviä käytettäessä palvelu voidaan palauttaa vian jälkeen kytkentätoimenpiteen avulla. Useimmiten tutkituissa alueverkoissa käytetään tasku- tai ryhmäoperointia ja välitöntä reserviä. [12]

Häviöt tulisi ottaa huomioon etsittäessä optimaalista verkkoratkaisua. Kuitenkin häviöiden vaikutus sähköntoimitusjärjestelmän rakenteeseen on vähäinen. Häviöiden analysoinnin vaikutus on suurin silloin, kun on jo muutenkin tiedossa, että verkkovahvistus tarvitaan, ja halutaan löytää paras ratkaisu. [12]

Yleensä alueverkossa käytetään N-1-kriteeriä. Tämän seurauksena asemalla on yksi tai kaksi muuntajaa. Kun tehonsiirto syöttöpisteiden välillä on mahdollista, on usein yksi muuntaja riittävä. Tilanpuutteen ja paikallisten ympäristönäkökohtien vuoksi ei aina voi valita teknistaloudellisesti optimaalisinta ratkaisua. Asemien teoreettinen maksimikuormitus määräytyy pääasiassa valitun verkkomallin ja reservitoimintojen perusteella. [12]

Helsingissä käytettävien suunnittelu- ja mitoituskriteerien mukaan sähkönsiirto- ja jakeluverkko on suunniteltava ja sitä on käytettävä siten, että ennustettu hetkellinen sähkönsiirto pystytään siirtämään ja jakelemaan asiakkaalle hyvin suurella todennäköisyydellä sekä normaalissa tilanteessa että suunniteltujen keskeytysten aikana siten, että [1]

- toimitaan laitteiden termisten ja mekaanisten rajojen puitteissa
- jännitetaso pysyy asetelluissa rajoissa
- verkon ja siihen liitettyjen generaattorien stabiilius säilyy
- yksittäisestä viasta aiheutuu ennakoidut, sallitut seuraukset
- seurannaisvikoja ei pääse syntymään

Käyttövarmuuteen voidaan vaikuttaa joko vikoja ja häiriöitä estämällä tai niiden vaikutuksia rajaamalla. Häiriöitä voidaan estää laitevalinnoilla, pitkäjänteisillä huolto- ja uusimisohjelmilla, laitteiden kunnonvalvonnalla ja verkon läheisyydessä tehtävien töiden hallinnalla. Vikojen vaikutuksia voidaan rajoittaa verkon rakenne- ja järjestelmäratkaisulla sekä varautumalla teknisesti ja toiminnallisesti.

Verkon eri osille sallitut keskeytysajat riippuvat vikojen korjausajoista, jakelun palautusajoista ja keskeytyksistä aiheutuvista haitoista (KAH-arvot). Verkossa varaudutaan todennäköisiin vikoihin, yksittäisiin vikoihin (N-1), seurannaisvikoihin, suunniteltujen keskeytyksien aikana tapahtuviin N-1-vikoihin ja yhteisvikoihin. Yhteisvikoilla tarkoitetaan usean komponentin vikaantumista samasta syystä, kuten esimerkiksi kaksoisjohdon molempien virtapiirien vika. Yleensä kahteen samanaikaiseen, toisistaan riippumattomaan vikaan ei varauduta pienen esiintymistodennäköisyyden takia [1] [2].

3.2.2 Nordel

Nordel on pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöelin. Sen mukaan tärkeitä sähkönsiirtoverkon suunnittelukriteereitä ovat: [13]

1. Tuotannon optimointi ja energian siirto
2. Pienempi energian säännöstelyn riski
3. Pienempi sähköpulan riski
4. Muutokset pätö- ja loistehohäviöissä.
5. Kauppa säätösähkö- ja järjestelmäpalveluissa
6. Paremmiin toimivat sähkömarkkinat
7. Riittävä kapasiteetti

On huomattava, että Nordelin suunnittelukriteerit on tarkoitettu kantaverkkoyhtiöille, joten niitä ei voi suoraan soveltaa alueverkkoon, jossa terminen mitoitus on yleensä tärkein suunnittelukriteeri. Kantaverkkotasolla pitää ajatella muun muassa stabiiliuskysymyksiä. Nordelin suunnitteluohjeet on tarkoitettu pääasiassa 220-400 kV verkolle ja maiden välisille yhteyksille.

Nordelin käyttövarmuusperiaatteet on esitetty taulukossa 1. Vikojen suhteen Nordelin periaate on, että mitä harvinaisemmasta vikojen ja olosuhteiden yhdistelmästä on kyse, sitä vakavammat seuraukset hyväksytään. Tyypilliset viat saavat aiheuttaa vain paikallisia vaikutuksia. Vakavat, mutta suhteellisen yleiset viat saavat aiheuttaa vain alueellisia vaikutuksia. Muut vakavat viat saavat aiheuttaa järjestelmän romahtamisen. [13]

Verkon suunnittelussa käytetään deterministisiä kriteerejä. Täten on määritelty vikaryhmiä, joita vastaan verkkoa testataan. Kullekin vikatyypille on määritelty vikaa edeltävät olosuhteet ja sallitut vian jälkeiset seuraukset. [13]

Taulukko 1. Nordelin käyttövarmuusperiaatteet. [13]

Acceptable consequences		Pre-Fault Conditions						
		Normal operation				Alert-state operation	Disturbed operation	Emergency operation
A	Stable operation, local consequences and limited intervention of system protection	Grid intact	Planned maintenance	Spontaneous loss and adapted operation ¹		Exceeded transfer limits / insufficient reserves. Adapt operation by adjusting new transfer limits and / or activating reserves within max. 15 min.	Exceeded transfer limits and / or insufficient reserves	Exceeded transfer limits and / or insufficient reserves
B	Controlled operation, regional consequences							
C	Instability and breakdown	No critical components out of operation	Shunt or series component out of operation	Shunt component out of operation	Series component out of operation			Load shedding effected
A/B	Consequences in accordance with B for faults in previously weakened area, otherwise A.							
B/C	Aim should be to limit the consequences according to B but for all faults this cannot be fulfilled							
¹ The operating situation has been adapted during 15 minutes after the fault by using the means available (disturbance reserves, etc.).		PC0	PC1	PC2	PC3			
Fault groups	N-1 faults	A	A	A	A	B/C	B/C	B/C
	Single fault that does not affect series components FG1							
	Single fault that affects series components FG2				A/B			
	Uncommon single faults and special combinations of two faults FG3	B	B	B	B		C	C
	Other combinations of two faults caused by the same event FG4							
	Serious faults	C	C	C	C	C	C	C
	Other multiple faults FG5							

Luokassa A vaaditaan stabiilia käyttöä. Seuraukset saavat olla paikallisia. Tämä tarkoittaa sitä, että verkosta voidaan kytkeä vain sen verran kuormaa ja tuotantoa kuin on välttämätöntä vian eliminoimiseksi, minkä lisäksi verkkosuojien kautta voidaan kytkeä lisäksi pois rajoitettu määrä tuotantoa ja kulutusta.

Luokassa B sallitaan alueellisia seurauksia. Kuormien ja tuotannon eroon kytkentä tulee normaalisti rajoittaa siihen osa-alueeseen, jossa vika tapahtuu. Osaverkon romahdus ja verkon jakautuminen hyväksytään, jos ne voidaan rajoittaa häiriön kokeneeseen osa-alueeseen. Osa-alueella tarkoitetaan osia kunkin maan verkoista, joita rajoittavat maiden pääsiirtoverkkojen sisäiset leikkaukset tai maiden väliset yhteiskäyttöyhteydet. Luokassa C sallitaan stabiiliuden menetys, verkon jakautuminen ja laaja verkon romahdus pohjoismaisessa järjestelmässä.

Tyypillisiä sarjavikoja (FG2) ovat esimerkiksi johdon, muuntajan, kiskon tai sarjakondensaattorin viat. Muita tyypillisiä vikoja (FG1) ovat muun muassa generaattorin, muuntajalla varustetun kuormablokin, rinnakkaiskondensaattorin tai –reaktorin vika. Harvinaisempia yksittäisvikoja tai erityisiä, suhteellisen yleisiä useiden vikojen yhdistelmiä (FG3) ovat esimerkiksi 2- tai 3- vaiheista vikaa seuraava johto- tai kiskovika. Muita kahden samanaikaisen vian yhdistelmiä, joilla on yhteinen aiheuttaja (FG4), ovat 3-vaiheista vikaa seuraava johtovian ja lämpövoimalan vian yhdistelmä, kahden virtapiirin johtovika, katkaisijanavan jumiutuminen tai relevika vikaa korjattaessa, kaksi tuotantolaitosvikaa tai kaksi voimajohtovikaa samalla johtokadulla. Muita yhdistelmävikoja (pahin tapaus FG5) ovat kaksi itsenäistä yhtäaikaista vikaa tai kolme yhtäaikaista vikaa. [13]

Nordelin kriteereissä vaaditaan lisäksi, että häiriön jälkeen järjestelmä pitää saada normaalitilaan 15 minuutissa. Tätä varten on määritelty erilaisia reservivaatimuksia. [13]

3.3.3. HSV:n suunnittelu – ja mitoituskriteerit

HSV:n käyttövarmuusperiaatteet toukokuulta 2008 on esitetty taulukossa 2. Lisäksi tavoitteena on, että asiakkaan kokema keskimääräinen keskeytysaika on korkeintaan minuutteja ja että 95 % keskeytyksistä kestää alle 3 tuntia. Tällä hetkellä tavoitekeskeytysaika on 12 minuuttia, mutta se on tarkoitus puolittaa vuoteen 2015 mennessä jakeluverkkotason ratkaisulla. Taulukosta nähdään, että kaikki 110 kV johtojen, kiskostojen ja päämuuntajien viat normaalissa käyttötilanteessa tai suunniteltujen keskeytysten aikana pitäisi selvittää enintään kytkentäajassa 3 eli maksimissaan kolmessa tunnissa. [1]

Taulukko 2. HSV:n käyttövarmuusperiaatteet vuodelta 2008. [1]

Komponentti	Sallittu seuraus komponentin viassa	
	Edeltävä käyttötilanne:	
	normaali	verkossa suunniteltu keskeytys
Voimalaitos ja kantaverkkoyhteys ^{5) 6)}	Ei jakelukeskeytystä ¹⁾	
110 kV johto ⁶⁾	Ei jakelukeskeytystä ^{1) 2)}	Kytkenäaika 1...3
110 kV kiskosto	Kytkenäaika 2...3	Kytkenäaika 2...3
Sähköaseman yhteisvika	Kytkenäaika 4 ⁷⁾	
Päämuuntaja	Kytkenäaika 1...3	Kytkenäaika 3
KJ-kiskosto	Kytkenäaika 2...3	Kytkenäaika 3
KJ-johdot	Kytkenäaika 3 ³⁾	Korjaus-tai palautusaika
Jakelumuuntajat ja pj-johdot	Korjausaika ⁴⁾	

¹⁾ Tehonjaon sopeuttaminen saattaa vaatia 110 kV verkon kytkentöjä

²⁾ Kaapeliverkon asemien säteissyöttötilanteessa kytkentäajan 1 kestoinen keskeytys

³⁾ Poikkeuksellisessa tapauksessa korjausaika

⁴⁾ pj-verkon silmukointia hyödyntäen osa kuormasta voidaan siirtää naapurimuuntamoille

⁵⁾ Kantaverkon 400/110 kV muuntaja tai sitä korvaava 110 kV yhteys

⁶⁾ Koskee myös kaksoisjohtojen ja rinnakkaisten virtapiirien yhteisvikoja

⁷⁾ Joissain tilanteissa voidaan käyttää kuormien ohjausta huipun tasaamiseksi

Kytkenäaika 1 = kaukokäyttökytkennät (0,5...5 min)

Kytkenäaika 2 = sähköasemalla tehtävät paikalliset kytkennät (n. 0,5 h)

Kytkenäaika 3 = keskijänniteverkossa tehtävät kytkennät (0,5...3 h)

Kytkenäaika 4 = keskijänniteverkossa tehtävät kytkennät, enintään 6 h

110 kV verkko jaotellaan siirto- ja jakeluverkkoon. Potentiaalinen keskeytysteho on jakeluverkon tapauksessa 10...100 MW luokkaa ja siirtoverkon tapauksessa yli 100 MW. 110 kV jakeluverkon suunnittelukriteerinä on N-1, mutta siirtoverkossa otetaan huomioon myös suunniteltujen keskeytysten aikana tapahtuvat N-1-viat sekä

rinnakkaisten virtapiirien yhtäaikaista vika. Siirtoverkossa yksittäinen vika ei saa aiheuttaa jakelukeskeytystä, mutta jakeluverkossa yksittäinen vika saa suunnitellun keskeytyksen aikana aiheuttaa kytkentäajan mittaisen jakelukeskeytyksen. [2]

Säteittäisesti syötetyllä sähköasemalla tulee olla välittömästi käyttöönotettavissa oleva varasyöttö. Yhden säteittäishaaran perässä saa olla vain yksi sähköasema. Säteittäissyöttö on pitkäaikaisena sallittu vain kaapelijohdoilla syötettyjen sähköasemien osalta. Käyttövarmuusperiaatteiden tulee täytyä myös jaetussa 110 kV verkossa. Käytännössä tämä tarkoittaa, että osaverkkojen tulee olla silmukoituja. [1]

Nordelin ja HSV:n käyttövarmuusperiaatteet ovat melko samanlaisia. Ero on lähinnä mittakaavassa, koska Nordelin periaatteet on suunniteltu koko pohjoismaiden yhteiskäyttöaluetta varten. Lisäksi HSV:n kriteereissä tarkastellaan myös jakeluverkkoa, kun taas Nordelin kriteerit käsittelevät vain siirtoverkkoa. HSV:n kriteerit ovat myös asiakaskeisempiä, koska niissä määritellään, kuinka kauan asiakas saa olla ilman sähköä. Nordelin säännöt ovat enemmän yleispäteviä, eikä niissä kerrota suoraan sallittuja keskeytysaikoja.

Voimalentien tai kantaverkkoyhteyden vika HSV:n kriteereissä vastaa Nordelin kriteereissä ryhmää FG1 eli yksittäistä vikaa, joka ei koske sarjakomponenttia. HSV:n kriteereissä ei sallita jakelukeskeytystä normaalissa tilanteessa tai suunnitellun keskeytyksen aikana. Nordel sallii seuraukset ryhmän A mukaan, eli paikallisia seurauksia.

110 kV johdon vika HSV:n kriteereissä vastaa Nordelin kriteerien vikaryhmää FG2 eli yksittäistä, sarjakomponenttia koskevaa vikaa. Tällaisessa viassa normaalissa tilanteessa tai suunnitellun huollon aikana Nordelin kriteereissä sallitaan seuraukset luokan A mukaan, eli paikallisia seurauksia. HSV:n kriteereissä on tarkennettu, että normaalissa tilanteessa ei sallita jakelukeskeytystä, mutta suunnitellun keskeytyksen aikana sallitaan kytkentäaika 1...3.

110 kV kaksoisjohdon vika vastaa Nordelin kriteerien mukaan vikaryhmää FG4. Nordelin kriteereissä sallitaan normaalissa tilanteessa tai suunnitellun huollon aikana alueellisia seurauksia luokan B mukaisesti. Tässä tapauksessa HSV:n kriteeri on jonkin verran tiukempi, koska vaaditaan selviytymistä ilman jakelukeskeytystä normaalissa tilanteessa ja kytkentäajassa 1...3 huollon aikana. Nordelin kriteereissä sen sijaan sallitaan muun muassa osaverkon romahdus.

110 kV kiskovika vastaa Nordelin kriteereissä ryhmää FG2 tai FG3. Molemmissa tapauksissa sallitaan seuraukset luokan A mukaan normaalissa käyttötilanteessa ja suunnitellun huollon aikana. HSV:n kriteereissä sallitaan kytkentäaika 2...3.

On huomattava, että Nordelin kriteereissä käytettyjä termejä "alueelliset seuraukset" ja "paikalliset seuraukset" ei voi suoraan soveltaa alueverkkoon. Nordelin kriteereissä alueellisissa seurauksissa sallitaan osaverkon romahdus. Osaverkko voi määritelmänsä mukaan olla jopa paljon laajempi alue kuin yksittäinen kaupunki. Koska alueverkko

tyypillisesti rajoittuu yhteen tai muutamaan kaupunkiin, ei tällaista vikaa alueverkon mittakaavassa voida pitää alueellisena tai paikallisena.

Alueverkon tapauksessa paikallisilla seurauksilla voitaisiin tarkoittaa sitä, että vain vikaantuneeseen verkon osaan yhteydessä olevat kuormat ja tuotanto tarvitsee kytkeä pois verkosta. Alueellisilla seurauksilla voitaisiin tarkoittaa sitä, että jotkut sellaiset komponentit, jotka eivät ole yhteydessä vikapaikkaan, voivat ylikuormittua tai sitä, että vikapaikkaan yhteydessä olematonta tuotantoa tai kuormaa pitää kytkeä pois verkosta.

3.2.4 UCTE

Myös UCTE käyttää verkon suunnittelussa N-1-kriteeriä. Yhden verkkoelementin menetys ei saa aiheuttaa taajuusmuutoksia yli sallittujen rajojen, epästabiiliuden aiheuttavia jännitemuutoksia, yhteiskäyttäjärjestelmän stabiiliuden menetyksiä tai käyttökatkoja muille ohjausalueen laitteille. TSO:t valvovat N-1-kriteeriä omassa järjestelmässään tarkastelemalla yhteiskäyttäjärjestelmää ja tekevät luotettavuuslaskelmia riskianalyysejä varten. Häiriön jälkeen TSO palauttaa järjestelmänsä N-1-valmiiseen tilaan mahdollisimman pian ja informoi muita TSO:ita, jos tulee viivettä. Joissakin maissa on tiukemmat kriteerit (N-2) ydinvoimaloille. [14]

3.2.5 NERC

Myös NERC edellyttää siirto-operaatioilta N-1-kriteeriä. Yksi häiriö ei saa aiheuttaa epästabiiliutta, ei-hallittuja irtikytkeytymisiä tai kasautuvia käyttökatkoja. Jos siirto-operaattori joutuu tuntemattomaan toimintatilaan, häiriöstä pitää selvitä 30 minuutissa. [16]

3.3 Siirtokapasiteetti ja siirtotarve

3.3.1 Yleistä

Nordel määrittelee nimellisen siirtokapasiteetin vaihtojännitteellä. Siirtokapasiteetti on suurin tekninen raja pätöteholle, joka voidaan jatkuvasti siirtää vahingoittamatta verkon osaa. Sähkökaupalle varattu kapasiteetti sovitaan TSO:iden välillä ja on tyypillisesti 5-10 % alempi. Siirtokapasiteetti määritellään siten, että verkon pitää kestää mitoittava vika (N-1) riippumatta termisistä olosuhteista, jännitestabiiliudesta, dynaamisesta stabiiliudesta tai taustalla olevan verkon tilasta. Siirtokapasiteetti ilmoitetaan vuoden suurimpana arvona. Kullekin verkon osalle pitää kertoa, kuinka monena tuntina siirtokapasiteetti on voimassa. Teknisellä rajalla pitää kertoa rajoittava tekijä. Siirtokapasiteetti mitataan vastaanottavassa päässä. [13]

Käytännössä siirtokapasiteetti selvitetään etsimällä ensin mitoittavat käyttötilanteet ja viat, rajoittavat komponentit (termiset rajat) tai rajoittavat järjestelmän ominaisuudet, kuten jänniteromahdus tai dynaaminen epästabiilius. Tämän jälkeen verkkoa kuormitetaan, kunnes rajoittavat komponentit ovat täydessä kuormassa tai kunnes rajoittavat järjestelmän ominaisuudet ylittyvät. [13]

Järjestelmävastaavien kyky siirtää tehoa lasketaan kullekin toimintatilalle. Tämä pätee sekä siirroille osajärjestelmän sisällä että siirroille osajärjestelmien välillä. Useimmiten tämä saavutetaan määrittelemällä

siirtoleikkaukset ja tekemällä staattisia ja dynaamisia simulointeja, joilla selvitetään, kuinka paljon tehoa voidaan siirtää mihinkin suuntaan kunnes terminen ylikuormittuminen, jänniteromahdus tai epästabiilius seuraa leikkauksen mitoittavaa vikaa. Leikkaus voi sisältää mielivaltaisen määrän johtoja eri jännitetasoilla. [13]

Vaadittava siirtokapasiteetti voidaan saavuttaa muun muassa päälaitteiston rakenteella, järjestelmän suojauksella ja apujärjestelmillä, häiriöreserveillä ja muilla operatiivisilla toimenpiteillä. [13]

UCTE määrittelee siirtokapasiteetille arvot *NTC* (Net Transfer Capacity) ja *ATC* (Available Transfer Capacity). [15]

$$NTC=BCE+\Delta E-TRM \quad (1)$$

BCE: Base Case Exchange (suunniteltu siirto)

ΔE : Suurin tuotannon muutos, joka voidaan osoittaa yhteiskäyttöjärjestelmän kontrollialueille estäen rajojen ylittymisen N- tai N-1-kriteerin mukaisesti.

TRM: Transmission Reliability Margin (turvamarginaali)

$$ATC=NTC-AAC \quad (2)$$

AAC: already allocated capacity (jo varattu kapasiteetti)

Generaattorit, jotka ottavat osaa *NTC*:n määrittämiseen, luokitellaan minimi- ja maksimitehorajojen avulla. On mahdollista valita rajoitettu määrä generaattoreita suorittamaan *NTC*:n laskeminen manuaalisesti. Yhden TSO:n alueella valitut generaattorit kasvattavat tuotantoaan ennalta määrätyn kaavan perusteella ja toisen TSO:n alueella pienentävät saman verran. [15]

Vaikka alueverkossa käytetään osittain samoja jännitteitä kuin siirtoverkossa ja verkkorakenne on siirtoverkon tapaan silmukoitu, käytetään siirtokapasiteetin määrittämisessä kuitenkin hieman erilaisia periaatteita. Erot johtuvat muun muassa kantaverkkoa ja alueverkkoa käyttävien yritysten erilaisista tehtävistä. Kantaverkkoyhtiöllä on järjestelmävastuu koko maan verkossa, mutta alueverkon haltija toimii tietyllä, rajoitetulla alueella. Esimerkiksi stabiiliusasiat kuuluvat kantaverkkoyhtiön vastuualueeseen. Alueverkkotasolla siirtokapasiteetti määräytyy ennen kaikkea termisten rajojen mukaan. Lisäksi jännitteiden on pysyttävä sallituissa rajoissa.

3.3.2 Siirtotarpeen määrittelyn periaatteet Helsingissä

Sähköenergian ja –tehon tulevaisuuden tarpeet määritetään kuormitusennusteessa. Helsingin kuormitusennuste perustuu osaltaan Helsingin yleiskaavaan, joka päivitetään noin kymmenen vuoden välein. Yleiskaavasta saatavien kerrosalatietojen perusteella laaditaan energia- ja tehoennuste kaupunginosa-alueittain. Ennusteessa huomioidaan ominaiskulutusten muutokset. Pistemäiset, suuret kuorman lisäykset, kuten esimerkiksi satamat ja kaukojäähdytyksen tuotantopisteet, huomioidaan erikseen. [3]

Sähköverkko on 110 kV johtojen, sähköasemien pääkomponenttien ja keskijännitejohtojen osalta tehomitoittainen. Tarvittava muunto- ja jakelukapasiteetti määräytyy paikallisen tai alueellisen (mitoitus)huipputehon mukaan. Sähköaseman kuormitushuippuennuste voidaan määrittää ennustetun sähköenergian käytön perusteella. Energiaennuste laaditaan kaupunginosa-alueittain rakennusalan kasvun perusteella ja se jaetaan sähköasemien jakelualueille. Energiaennusteen perusteella arvioidaan kulutuksen kasvuvauhti ja tehoennusteen lähtötaso määritellään sähköasemien mittaustiedoista. [4]

Yksittäisten asemien huipputehojen lisäksi on kiinnostavaa tietää, kuinka suuri on koko kaupungin huipputeho kesällä ja talvella. Yksittäisten asemien huipputeho ei aina esiinny samalla hetkellä kuin koko kaupungin huipputeho. Aiempien vuosien mittaustehojen perusteella on määriteltä risteilyprosentteja, jotka kertovat, kuinka suuri osuus aseman maksimitehosta esiintyy erilaisissa kuormitustilanteissa. Kiinnostavimpia tarkastelutilanteita ovat talvipäivä, kesäpäivä, kesäyö ja kevätyö.

Kiinteistöjen modernisoinnin odotetaan kasvattavan sähkökuormaa. Merkittävänä tekijänä kuormituksen kasvussa on jäähdyttävän ilmastoinnin lisääntyminen erityisesti uusissa rakennuksissa. Jäähdytysenergian tarve on suurinta loppukesän iltapäivisin. Monissa Helsingin keskustan kiinteistöissä ei ole vielä minkäänlaista jäähdytystä. [3]

Vuosien 2006-2011 asemakaavoituskohteista arviolta 40-50 % tulee kaukojäähdytyksen piiriin. Kaukojäähdytys pienentää jakeluverkon kuormaa. Suurjänniteverkon kannalta tuotanto- ja pumppauslaitokset ovat suuria liittymiä. [3]

Kuormitusennusteita laadittaessa pitää ottaa huomioon kasvussa oleva maanalainen rakentaminen. Myös sähköasemista osa on maan alla. [3]

Helsingin sähkönkulutus on suurimmillaan kantakaupunkialueella. 1/8 maapinta-alasta sisältää noin 1/2 kuormasta. Kuormitusihteys kasvaa nopeasti sen mukaan, mitä lähemmäs keskustaa mennään. Suurimmillaan yhden neliökilometrin alueella on noin 40 MVA kuorma. Helsingin niemen suuri kuormitus vaatii silmukoitua kantaverkkomaista verkkoa tiiviisti rakennetun kaupungin sisällä. Toinen voimakkaasti kasvava alue on Vuosaaren alue. [3,4]

Kuormitusennusteissa on esitetty erilaisia kasvuskenaarioita. On määriteltä hitaan, normaalin ja nopean kasvun ennusteet. Vuosittainen ominaiskulutuksen kasvu vaihtelee ennusteittain. Hitaan kasvun ennusteessa on jopa oletettu tarkastelujakson loppupuolelle sellaisia vuosia, joina ominaiskulutus vähenee. Kuormitusennusteita on olemassa eri vuodenaajoille ja vuorokaudenaajoille: esimerkiksi kesäpäivä, kesäyö, talvipäivä ja kevätyö. Kuormitusennusteita on työn kirjoitushetkellä laadittu vuoteen 2030 asti.

Kesällä lämmönkulutusta ei ole juurikaan, joten CHP-laitoksista vain pieni osa on käynnissä. Tällöin käytännössä koko sähköteho siirretään Kehä III:n tasolta 110 kV avojohdoilla kantaverkkoon kuuluvilta Tammiston ja Länsisalmen sähköasemilta. [3]

110 kV alueverkossa on kolme keskeistä siirtorajapintaa. Ensimmäisen rajapinnan muodostavat 400/110 kV muunnokset Tammiston ja Länsisalmen sähköasemilla. Tämän rajapinnan kuormitukseen vaikuttaa myös muu Tammiston ja Länsisalmen muuntajien syöttämä 110 kV verkko, eli Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n jakelualue, Helsinki-Vantaan lentokenttä ja rautateiden ratasyötöt.

Toisen rajapinnan muodostavat 110 kV siirtoyhteydet Kehä III:n tasolta Helsinkiin, eli Tammistosta Kannelmäkeen, Viikimäkeen ja Suurmetsään suuntautuvat johdot ja Vaarala-Vuosaari-kaksoisavojohto. Tämä rajapinta joutuu suureen kuormitukseen, jos kaksoisavojohtoyhteys Vuosaaresta kantakaupungin suuntaan on poikki.

Kolmannen rajapinnan muodostavat yhteydet kantakaupunkiin, eli kaksoisavojohtot Herttoniemestä Suvilahteen ja Pitäjänmäeltä Salmisaareen. Joissakin tilanteissa tehoa siirretään tässä rajapinnassa myös kaapeliteitse Viikimäestä Suvilahteen. Tässä rajapinnassa kapasiteetti riittää näennäisesti hyvin. Kaksi kaksoisavojohtoyhteyttä on kuitenkin haavoittuva järjestelmä yhteisvikojen ja suunniteltujen keskeytysten aikana.

3.4 Tehonjako

Tehonjakolaskennan tarkoituksena on selvittää kaikkien verkon solmupisteiden jännitteet, johdoissa kulkevat pätö- ja loistehot sekä virrat.

Solmu on määritetty, kun siitä tiedetään jännitteen itseisarvo U , vaihekulma φ , pätöteho P ja loisteho Q . Tehoilla tarkoitetaan nettotehoja, eli tuotanto – kulutus. Solmut jaetaan laskelmissa tyypeihin sen perusteella, mitkä näistä neljästä muuttujasta tunnetaan. [18, 19]

PQ-solmuista tunnetaan nettomääräinen pätö- ja loisteho. Jännitteen suuruus ja vaihekulma on laskettava. PQ-solmut kuvaavat kuormasolmua tai sellaista generaattorisolmua, jossa generaattori toimii vakioleistehosäädöllä.

PU-solmuista tunnetaan nettomääräinen pätöteho ja jännitteen suuruus. Jännitteen vaihekulma ja loisteho on laskettava. PU-solmut ovat aina generaattorisolmuja, joissa generaattori toimii vakiojännitesäädöllä.

$U\varphi$ -solmun jännitteen suuruus ja vaihekulma tunnetaan. Pätö- ja loisteho on laskettava. $U\varphi$ -solmu on referenssisolmu. Vähintään yksi tällainen solmu tarvitaan, jotta tehonjako pystytään laskemaan. Referenssisolmun avulla saadaan kiinnitettyä jännitteen vaihekulma. Mallissa olevan tuotannon ja kulutuksen erotus syötetään näistä solmuista. Referenssisolmu voi olla generaattorisolmu tai taustalla olevaa verkkoa kuvaava solmu.

Muita mahdollisia, harvinaisempia solmuja ovat P-solmu, U-solmu, PQU-solmu ja verkosta irrotettu solmu. Joskus tiedetään myös haaroihin liittyviä asioita, kuten esimerkiksi johdon läpi virtaava teho.

Eri muuttujille (U , P , Q) on yleensä asetettu tietyt rajat, joissa ne saavat vapaasti muuttua laskennan aikana. Lisäksi muuntajien käämikytkinten asennot voivat muuttua. Joskus solmun tyyppi voi muuttua, jos

reunaehdot eivät täyty. Jos generaattorin loistehoraja tulee vastaan, se muuttuu PU-solmusta PQ-solmuksi.

Tehonjakolaskennassa verkon virroille ja jännitteille muodostetaan muotoa (1) oleva yhtälö.

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}][\bar{V}] \quad (3)$$

\bar{I} on virtavektori, joka sisältää kuhunkin solmuun tulevien virtojen summat

\bar{V} on jännitevektori, joka sisältää kunkin solmun jännitteet.

\bar{Y} on admittanssimatriisi, joka sisältää solmujen väliset admittanssit

Yleensä matriisi \bar{Y} on suurikokoinen ja harva. Se sisältää paljon nolla-alkioita, koska verkossa on monia solmupareja, jotka eivät ole suoraan yhteydessä toisiinsa. Verkon ollessa suuri, on suora ratkaisumenetelmä hidas. Siksi on käytössä erilaisia iteratiivisia menetelmiä. Tällaisia menetelmiä ovat muun muassa Newton-Raphson, Gauss-Seidel ja virtaiteraatio. Newton-Raphson löytyy ainakin EDSA, PSS/E ja PSS SINCAL –ohjelmista. Gauss-Seidel-menetelmä on käytössä PSS/E:ssä. Virtaiteraatio on käytössä PSS SINCAL:issa. Laskentaohjelmissa on yleensä useita vaihtoehtoisia iteratiivisia menetelmiä tehonjaon laskemiseksi. Tässä työssä SINCAL-laskelmat suoritettiin käyttäen laskentamenetelmänä Newton-Raphsonia.

3.5 Vikavirrat

Vikavirtojen laskenta voi tapahtua eri standardien mukaisesti. Esimerkiksi ANSI-standardin mukaan suoritettu laskelma tuottaa hieman erilaisen tuloksen kuin IEC:n mukainen vikavirtalaskelma.

PSS SINCAL:issa (versio 5.4) vikavirrat voidaan laskea standardien VDE0102/1.90 – IEC909, VDE0102/2002 – IEC909/2001, IEC61363-1/1998, ANSI tai G74 mukaan. IEC:n mukaisissa laskuissa voidaan valita, käytetäänkö laskennassa jännitteinä niiden nimellisarvoja (1 pu) mahdollisella jännitekertoimella korjattuna, vai tehonjakolaskennan tuloksena saatuja jännitteitä. [19]

Tärkeimpiä vikatyypppejä ovat kaksi- ja kolmivaiheiset oikosulut sekä yksi- ja kaksivaiheinen maasulku. Vikavirran suuruus riippuu verkon rakenteesta, reaktansseista, maadoitustavasta ja generaattoreista.

Epäsymmetristen vikojen laskemiseen käytetään symmetrisiä komponentteja. Komponenttiverkkoja kutsutaan myötä-, vasta- ja nollaverkoiksi. Laskuja varten määritellään a-operaattori. [20]

$$\bar{a} = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (4)$$

$$\bar{a}^2 = 1 \angle -120^\circ = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (5)$$

Siirtyminen vaihesuureista symmetrisiin komponentteihin ja toisinpäin onnistuu muunnosmatriisien avulla.

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_A \\ \bar{U}_B \\ \bar{U}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \\ 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{U}_1 \\ \bar{U}_2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{U}_1 \\ \bar{U}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_A \\ \bar{U}_B \\ \bar{U}_C \end{bmatrix} \quad (7)$$

Impedanssit voivat olla erisuuruiset eri komponenttiverkoille. Jotta epäsymmetrisiä vikoja voidaan laskea, pitää tuntea nollaverkon impedanssit. 3-vaiheisen oikosulun laskemiseen riittää myötaverkko. Se lasketaan kaavalla 8.

$$\bar{I}_F = \frac{\bar{E}_A}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_F} \quad (8)$$

Theveninin menetelmässä vikavirta lasketaan vikakohdan vikaa edeltävän jännitteen ja Theveninin impedanssin avulla. Theveninin impedanssi on kokonaisimpedanssi vikakohdan ja referenssitason välillä.

Kaksivaiheisessa oikosulussa tarvitaan myös vastaverkko. Usein vastaverkon impedanssi on sama kuin myötaverkon. Kaksivaiheinen oikosulku voidaan laskea kaavalla 9.

$$\bar{I}_F = \frac{\sqrt{3}\bar{E}_A}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_F} \quad (9)$$

Maasulussa tarvitaan kaikki kolme komponenttiverkkoa ja se voidaan laskea kaavalla 10.

$$\bar{I}_F = \frac{3\bar{E}_A}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0 + 3\bar{Z}_F} \quad (10)$$

Kaavoissa

\bar{I}_F on vikavirta

\bar{E}_A on vikapaikan vaihejännite ennen vikaa

\bar{Z}_F on vikapaikan impedanssi

\bar{Z}_1 on myötaverkon impedanssi

\bar{Z}_2 on vastaverkon impedanssi

\bar{Z}_0 on nollaverkon impedanssi.

Vikavirtoja laskettiin SINCAL:issa kahdella eri menetelmällä. IEC909-standardin vuoden 1988 versioon perustuen on mahdollista laskea vikavirrat tehonjakolaskennan antamilla jännitteillä. Tässä menetelmässä

myös kuormitusvirta otetaan huomioon. Laskelmia tehtiin myös vuoden 2001 päivitetyn standardin mukaisesti. Tällöin ei kuitenkaan ole (jostain syystä) mahdollista käyttää tehonjakolaskusta saatuja jännitteitä ja virtoja. Näissä laskelmissa käytetään nimellisjännitteitä varmuuskertoimella kerrottuna. Varmuuskerroin $c=1,1$ 110 kV jännitetasolla. Kuormitusvirtoja ei tällöin oteta huomioon. Uudempi standardi käyttää muuntajien impedansseille korjauskertoimia, joiden vuoksi laskenta antaa tulokseksi suuremmat vikavirrat.

Laskentamentelmät antavat alkuoikosulkuvirran, jota kuvataan usein merkinnällä I_k'' . Alkuoikosulkuvirtaa käytetään, kun tarkastellaan verkkokomponentin lyhytaikaista termistä virtakestoisuutta. Kojeille määritellään IEC:n mukaan terminen kestovirta, jonka koje kestää rikkoutumatta määräjajan, jonka pituus on yleensä 1 s.

Alkuoikosulkuvirran lisäksi kiinnostaa oikosulkuvirran suurin hetkellisarvo eli sysäysoikosulkuvirta. SINCAL laskee alkuoikosulkuvirran lisäksi myös sysäysoikosulkuvirran. Kojeille määritellään dynaaminen kestovirta, joka kuvaa niiden kestoisuutta sysäysoikosulkuvirran vaikutuksia vastaan. Yleensä dynaaminen virtakestoisuus on suuruudeltaan 2,5 kertaa terminen kestovirta.

Sysäysoikosulkuvirran laskemiseksi esitetään standardeissa useita vaihtoehtoisia menetelmiä. SINCAL laskee sysäysoikosulkuvirran kaavojen 11 ja 12 avulla. [19]

$$i_p = 1,15 * k_b * \sqrt{2} * I_k'' \quad (11)$$

$$k_b = 1,02 + 0,98 * e^{-3 * \frac{R_k}{X_k}} \quad (12)$$

k_b = sysäyskerroin

R_k = verkon resistanssi vikakohdassa

X_k = verkon reaktanssi vikakohdassa

I_k'' = alkuoikosulkuvirta

3.6 Luotettavuuslaskelmat

PSS SINCAL:in häiriöanalyysi osaa laskea N-1-viat suoraan. Ohjelma suorittaa sarjan tehonjakolaskelmia, joissa kukin elementti on vuorollaan epäkunnossa. Tuloksena listataan jännitteen minimi- ja maksimiarvot, ilman sähköä jäävät asiakkaat, ylikuormitukset jne. [19]

Tämän lisäksi on erikseen tilastolliseen analyysiin perustuva luotettavuuslaskentamoduuli. Sillä voidaan laskea muun muassa seuraavat IEEE:n määrittelemät luotettavuusindeksit. [22]

$$SAIFI = \frac{\text{KÄYTTÄJIEN KESKEYTYSTEN KOKONAISMÄÄRÄ}}{\text{KÄYTTÄJIEN KOKONAISMÄÄRÄ}} \quad (13)$$

$$SAIDI = \frac{KÄYTTÄJIEN KESKEYTYSTEN KOKONAISKESTO}{KÄYTTÄJIEN KOKONAISMÄÄRÄ} \quad (14)$$

$$CAIDI = \frac{KÄYTTÄJIEN KESKEYTYSTEN KOKONAISKESTO}{KÄYTTÄJIEN KESKEYTYSTEN KOKONAISMÄÄRÄ} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (15)$$

$$\frac{SAIDI}{SAIFI}$$

SAIFI = system average interruption frequency index, SAIDI = system average interruption duration index, CAIDI = customer average interruption duration index. Lisäksi ohjelma laskee indeksit ASIFI ja ASIDI, jotka käyttävät laskuissa kuormien suuruuksia (kVA) käyttäjien määrän sijaan.

3.7 Taloudellisuus

Suunnittelukriteereissä myös kustannukset ovat tärkeässä asemassa. Verkon käyttövarmuudessa ei voida pyrkiä täydellisyyteen, koska tuolloin kustannukset ja sitä kautta sähkön siirtohintatulisivat kohtuuttoman suuriksi. Järjestelmän optimoinnissa pyritään minimoimaan kaavan 16 mukainen funktio.

$$C_{tot} = \sum (C_{inv} + C_{häviö} + C_{O\&H} + C_{häiriö}) \quad (16)$$

C_{tot} = kokonaiskustannus

C_{inv} = investointikustannus

$C_{O\&H}$ = operatiiviset ja huoltokustannukset

$C_{häiriö}$ = häiriökustannukset, kuten korjaukset ja asiakkaiden häiriökustannus

Kustannusten optimointia helpottaa, jos voidaan määritellä tietyt reunaehdot laskennassa käytettäville muuttujille. Reunaehdot syntyvät muun muassa teknisistä minimivaatimuksista sekä turvallisuus- ja ympäristötekijöistä. Täydellinen kustannusfunktio ottaisi huomioon myös yhteiskunnalle aiheutuvia kustannuksia, mutta käytännössä niiden arvioiminen on vaikeaa. Käyttäjäkeskeytyksille voidaan kuitenkin määritellä rahassa mitattavia KAH-arvoja (keskeytyksestä aiheutuva haitta).

3.8 Kustannuslaskenta

Sähköverkossa on yksinkertaistettuna kolmenlaisia rakennuspalikoita: johdot, sähköasemat sekä kytkimet tai kytkinasemat. Sähköasemat ovat solmuja, joissa on muuntoja jännitetasosta toiseen sekä kytkinjärjestelyjä. Kytkinasemat ovat solmuja, joissa ei ole muuntoja. Johdot yhdistävät solmuja toisiinsa. Kun näille peruspalikoille on olemassa kustannusfunktiot, on mahdollista arvioida verkon hinta. [17]

Kustannuslaskennassa on tärkeää huomioida kustannusten ajoitus. Komponentin käyttöiän aikana vuotuiset kustannukset vaihtelevat muun muassa kuormituksen kasvun takia. Suuremmat huollot ovat niin

merkittäviä suhteessa investointikustannuksiin, että niitä pitää tarkastella erikseen. Vuotuisen keskihinnan määrittelemiseksi täytyy siis laskea kokonaiselinkaarikustannus. [17]

Kustannukset voidaan jakaa investointikustannuksiin ja operatiivisiin kustannuksiin. Investointikustannuksiin sisältyy kaikki materiaali, suunnittelu, valmistus, rakennus, teettäminen ja projektinhallinta. Operatiivisiin kustannuksiin sisältyy käytöstä, korjauksesta, huollosta ja häviöistä aiheutuvat kustannukset. Investointikustannukset ja operatiiviset kustannukset ovat yhteydessä toisiinsa, koska panostamalla investointeihin enemmän voidaan säästää esimerkiksi korjaus- ja häviökustannuksissa.

Toinen tapa käsitellä kustannuksia on jakaa ne muuttuviin ja kiinteisiin kustannuksiin. Kiinteät kulut eivät riipu kuormasta. Esimerkiksi muuntajan tyhjäkäyntihäviöt ovat kiinteitä kustannuksia ja kuparihäviöt muuttuvia kustannuksia.

Nykyarvomenetelmässä lasketaan tarkastelujakson aikana syntyvien vuotuisestokustannusten nykyarvo eli lasketaan, kuinka paljon rahaa nyt olisi oltava, jotta sen avulla voidaan maksaa kaikki tulevat vuotuiserät. Yksittäinen vuotuiserä voidaan siirtää nykyhetkeen kertomalla se kaavan 17 mukaisella diskonttauskertoimella.

$$D = \frac{1}{\alpha^t} = \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^t} \quad (17)$$

p = vuotuinen korkoprosentti

t = aika nykyhetkestä vuosina

Jos vuotuinen rahamäärä on vakio, saadaan koko ajanjaksolta laskettu nykyarvo kertomalla vuotuinen erä kaavan 18 mukaisella kapitalisointikerroimella. Häviöiden nykyarvon laskemiseen kannattaa käyttää kaavojen (19-20) muunnettua kapitalisointikerrointa, jossa otetaan huomioon häviöiden neliöllinen riippuvuus tehonkasvusta. Keskeytyskustannukset kasvavat samassa suhteessa kuin teho. Niiden nykyarvon laskemisessa voidaan käyttää samoja kaavoja (19-20), kun neliöön korotus jätetään pois.

$$K = \frac{100}{p} \left[1 - \frac{1}{\alpha^t} \right] \quad (18)$$

$$K_{\text{häviö}} = \psi \frac{\psi^t - 1}{\psi - 1} \quad (19)$$

$$\psi = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (20)$$

r = kuorman vuotuinen kasvuprosentti

400 kV ja 110 kV järjestelmien kustannuksia voidaan tarkastella karkealla tasolla niin sanotun rautalankamallin avulla. Oletetaan kahden mielivaltaisen pisteen välille tietty tehonsiirto ja lasketaan nykyarvomenetelmällä, kuinka paljon siirto tulisi maksamaan erilaisilla johtoratkaisuilla.

Mikäli käytetään vain 110 kV ratkaisuja, muodostuu kustannus 110 kV johdoista sekä 110 kV kytkinlaitoksista. Muuntoja 110 kV tasosta keskijännitteelle ei ole mielekästä ottaa mukaan kustannusvertailuun, koska ne tarvitaan sekä 110 kV että 400 kV ratkaisussa.

400 kV ratkaisussa kustannuksina ovat 400 kV johtojen ja 400/110 kV muuntojen hinnat. Lisäksi mahdollisesti tarvitaan 400 kV ja 110 kV kytkinlaitoksia. Hintavertailuun vaikuttaa tietysti myös se, mikä jännitetaso syöttöpisteessä on tällä hetkellä. Jos syöttöpisteen jännite on 110 kV, tarvittaisiin 400 kV siirtoratkaisuissa ensin muunto ylös 400 kV tasoon ja vastaanottopäässä toinen muunto takaisin 110 kV tasolle. Jos taas syöttöpisteessä jännitetaso on jo valmiiksi 400 kV, kuten Helsingin tapauksessa käytännössä on, riittää yksi 400 kV/110 kV muuntaja vastaanottopäässä. Mikäli syöttöpäässä tarvitsisi joka tapauksessa 110 kV siirtoratkaisussakin lisätä 400/110 kV muuntokapasiteettia, ei siirron toteuttaminen 400 kV jännitteellä vaadi itse asiassa ollenkaan lisää muuntotehoa 110 kV ratkaisuun verrattuna.

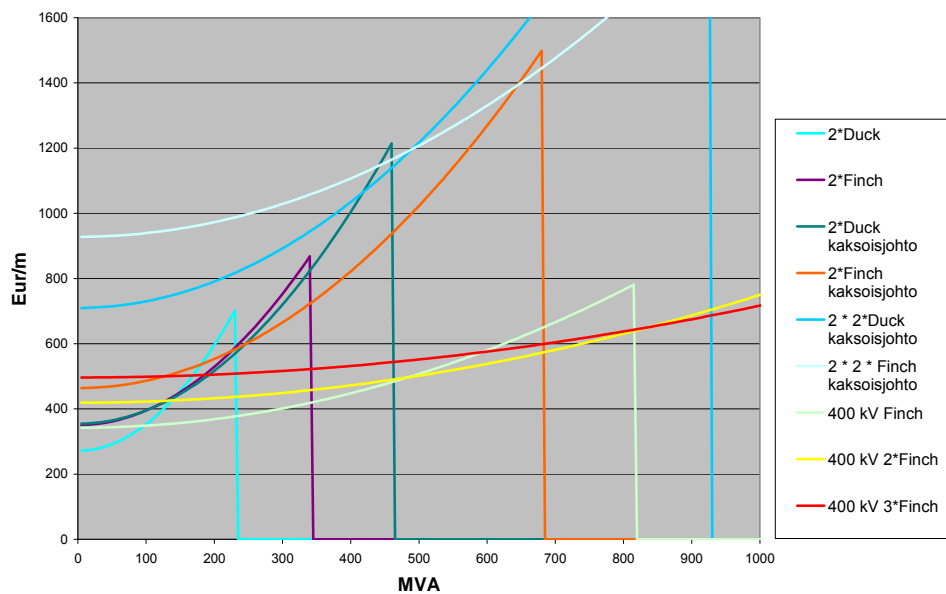
110 kV ja 400 kV ratkaisujen välillä tehtiin karkean tason kustannusvertailuja edellä mainittua rautalankamallia käyttäen. Liitteessä A esitettävät kustannustiedot ovat peräisin pääasiassa Markku Hyvärisen väitöskirjasta [17] ja erilaisista HSV:n sisäisistä dokumenteista. 400 kV kustannustiedoista osa on arvioita. Taulukoiduissa arvoissa on mukana huoltokustannukset 40 vuoden ajalta ja muuntajien tapauksessa tyhjäkäyntihäviöiden aiheuttamat kustannukset.

400 kV asemien hinnoissa on huomioitu kennojen tai kenttien lukumäärä. Niiden määräksi on laskettu 400 kV asemalta lähtevien 400 kV johtojen ja 400/110 kV muuntajien yhteenlaskettu lukumäärä. Laskujen yksinkertaistamiseksi tarkasteltiin ainoastaan 400 MVA kokoista muuntajaa. Kennojen tai kenttien hintoihin on laskettu mukaan maan ja rakennuksen hinta ja diskonttatut huoltokustannukset 40 vuoden ajalta. 400 kV kustannustiedot ovat peräisin Energiamarkkinavirastolta ja HSV:n sisäisistä dokumenteista. Ne osakustannukset, joista tietoa ei löytynyt, on kirjoittaja itse arvioinut niiden arvojen perusteella, jotka Markku Hyvärisen väitöskirjassa on annettu 110 kV asemille. 400 kV kennojen ja kenttien hinnoissa on mukana investointikustannukset, tyhjäkäyntihäviöt ja huoltokustannukset, mutta ei kuormitushäviöitä.

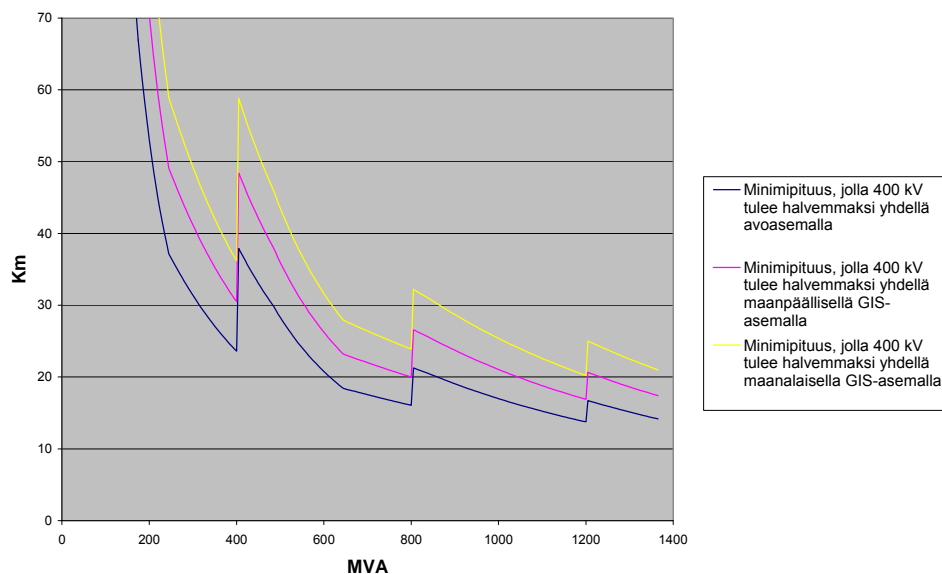
Kuvassa 14 on vertailtu 110 kV ja 400 kV avojohtojen kustannuksia erilaisilla siirtotehoilla. Näissä laskelmissa on kokonaiskustannus, jossa häviökustannukset ja huoltokustannukset on diskontattu 40 vuoden ajalta. Laskuissa on käytetty liitteessä esitettyjä arvoja avojohtojen kustannuksille, vaikka viimeisissä HSV:n projekteissa toteutuneet kustannukset 2Duck-kaksoisavojohdoilla ovat olleet korkeampia. Kuvassa 15 esitetään siirtotehon funktiona minimipituus, jolla tulee halvemmaksi käyttää 400 kV ratkaisua kuin 110 kV ratkaisua, kun 400 kV

sähköaseman hinta huomioidaan. Tässä on oletettu, että sähköasema ja 400/110 kV muuntaja pitää rakentaa vain yhteen päähän. Jos ne pitää rakentaa molempiin päihin, kilometriraja kaksinkertaistuu. Laskelmassa on kolmenlaisia sähköasemia: ilmaeristeinen asema, kaasueristeinen asema maan päällä ja kaasueristeinen asema maan alla.

Käyrän epäjatkuvuuskohdat 400, 800 ja 1200 MVA kohdalla johtuvat siitä, että muuntajakooksi oletettiin 400 MVA. Sen sijaan niissä kohdissa, jossa joudutaan termisten rajojen takia vaihtamaan suuritehoisempaan johtimeen tai useampaan virtapiiriin, ei tule epäjatkuvuuksia. Tämä johtuu siitä, että vahvempaan johtimeen tai useampaan virtapiiriin siirtyminen tulee alhaisempien häviöiden ansiosta kannattavaksi jo ennen termisen rajan saavuttamista.



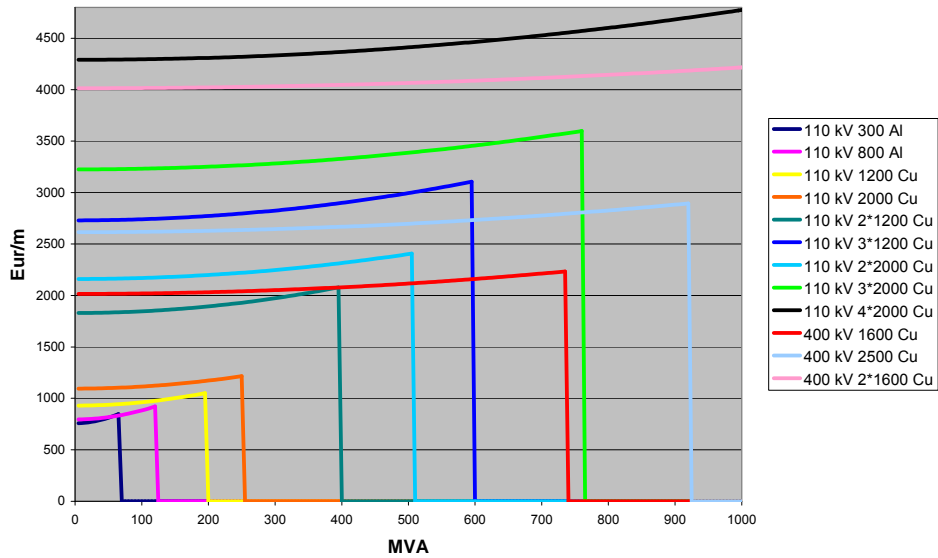
Kuva 14. 110 kV ja 400 kV avojohtojen kokonaiskustannukset 40 vuoden ajalta.



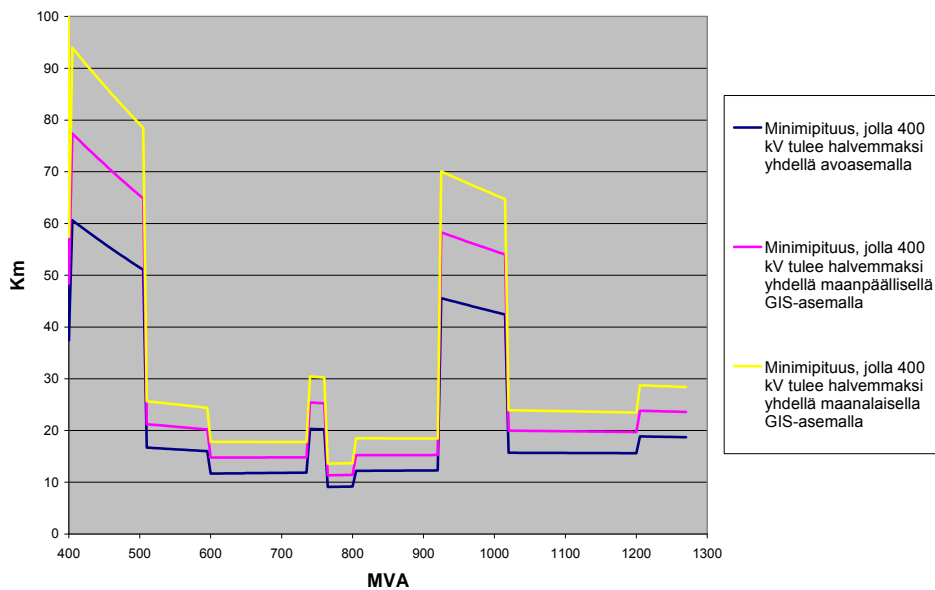
Kuva 15. Minimipituudet, joilla 400 kV avojohto tulee 110 kV avojohtoa halvemmaksi.

Kaapeleiden kustannusten vertailu on paljon vaikeampaa kuin avojohtojen kustannusten vertailu. Tämä johtuu siitä, että asennustapoja on suuri määrä ja niiden kustannukset vaihtelevat suuresti. Yksi asennuskustannuksiin vaikuttava tekijä on jäähdytys. Kuten teoriaosiossa on mainittu, 400 kV kaapelit kuumenevat helpommin kuin 110 kV kaapelit, koska eristekerros on paksumpi ja lämmön siirtyminen maastoon siten vaikeampaa. 110 kV kaapeleita tarvitaan kuitenkin suurempi määrä saman tehon siirtämiseksi kuin yhdellä 400 kV kaapelilla. Kaapelit saattavat lämmittää toisiaan, jos ne on asennettu lähelle toisiaan.

Vertailussa oletin, että jäähdytystä ei ole. Asennuskustannuksina käytettiin 110 kV kaapeleille 600 €/m ja 400 kV kaapeleille 1100 €/m. Kustannusvertailu on esitetty kuvassa 16. Sen perusteella on laskettu minimipituudet, joilla 400 kV tulee edullisemmaksi kuin 110 kV. Nämä pituudet on esitetty kuvassa 17. Kuvassa esiintyy useita epäjatkuvuuskohtia. Osa niistä selittyy uusilla 400/110 kV muuntajilla, kuten avojohtojen tapauksessa. Muut epäjatkuvuudet johtuvat siitä, että joudutaan ottamaan käyttöön suuritehosempi kaapeli tai lisää virtapiirejä. Toisin kuin avojohtojen tapauksissa, ei kaapeleilla näyttäisi olevan taloudellisesti järkevää siirtyä suuritehosempiin kaapeleihin tai suurempaan määrään virtapiirejä ennen termisten rajojen ylittymistä. Tämä johtuu kaapelien avojohtoja pienemmästä resistanssista (ja siten pienemmistä kuormitushäviöistä) ja suuremmista kiinteistä kustannuksista.



Kuva 16. 400 kV ja 110 kV kaapelien kustannukset 40 vuoden ajalta maahan haudattuna.



Kuva 17. Minimipituudet, joilla 400 kV kaapeli tulee 110 kV kaapelia halvemmaksi.

Laskelman perusteella näyttäisi siltä, että minimipituus, jolla 400 kV kaapeli tulee 110 kV kaapelia edullisemmaksi, on yleensä 10-30 km luokkaa. On kuitenkin syytä huomata, ettei tällainen rautalankatarkastelu kerro kustannuksista koko totuutta. Todellisuudessa verkon silmukoinnilla on vaikutusta kustannuksiin. Lisäksi laskelmissa ei ole huomioitu sitä, että huomattava 110 kV verkon laajentaminen voi aiheuttaa oikosulkutason ylittymisen ja sitä kautta lisäkustannuksia.

4 Verkon rakenteeseen vaikuttavat teknologiat

4.1 Johtolajit

4.1.1 Avojohdot

Avojohdot ovat tällä hetkellä edullisin ja yleisin tapa siirtää sähköä suurimmilla jännitteillä. Siitä huolimatta julkinen yhteisö on monessa maassa vastustanut avojohtojen rakentamista muun muassa maisemavaikutusten ja epäiltyjen terveysriskien vuoksi. Voimajohtojen magneettikenttien on pelätty muun muassa aiheuttavan syöpää.

Helsingissä avojohtoja käytetään 110 kV jännitetasolla pääasiassa kantakaupungin ulkopuolella. Keski- ja pienjänniteverkko on pieniä poikkeuksia lukuun ottamatta kaapeloitu.

EURELECTRICin selvitys tutkii, miten julkinen yhteisö saataisiin paremmin hyväksymään uudet avojohtohankkeet. Maanomistajille pitäisi esittää yksityiskohtaisia ympäristöselvityksiä, hyvin valmisteltuja yhteisön konsultointitapaamisia ja kasvoista kasvoihin -tapaamisia. Yhteisöä pitäisi informoida hankkeiden hyödyistä ja toteuttamatta jättämisen haitoista. Sähkömagneettisten kenttien terveysvaikutuksista pitäisi antaa tieteellisesti todistettua tietoa. [23]

EU:n direktiivi 97/11/EEC maaliskuulta 1997 vaatii YVA-selvitystä kaikille ilmajohtoille, joiden jännitetaso on vähintään 220 kV ja pituus vähintään 15 km. Maakohtaiset kriteerit voivat olla vaativampia kuin EU:n vaatimukset. Yleensä olemassa olevien johtojen huoltotöille ei vaadita selvitystä, mutta huomattaviin muutoksiin kyllä. Myös kaapeleille pitää tehdä tietyissä tilanteissa vastaavanlainen YVA-selvitys. [24]

YVA-selvitys (EIA, Environmental Impact Assessment) sisältää ympäristövaikutustutkimuksen ja julkisen yhteisön haastattelun. Useissa yrityksissä on jouduttu perumaan projekteja tai muuttamaan niitä YVA-prosessin tuloksena. Tyypillisesti arvioinnissa huomioitavia asioita ovat [24]

- Tarpeellisuus
- Vaihtoehdot
- Kasvisto ja eläimistö
- Vesistöt ja veden laatu
- Ääni
- Ilman laatu
- Maaperän stabiilius
- Visuaaliset vaikutukset

- Maankäyttö
- Vaikutukset ihmisiin
- Sähkö- ja magneettikentät
- Tiet ja liikenne

Johdon reititys on tärkein tekijä visuaalisiin vaikutuksiin puututtaessa. Pylväät voidaan piilottaa mäkien tai kasviston taakse. Niiden kokoa ja väriä voidaan myös muokata niin, että ne sopeutuvat ympäristöön paremmin. Piilottamisen sijaan voidaan yrittää tehdä johdosta osa maisemaa tai maamerkki. Yksi tapa on myös sijoittaa johdot osaksi jo olemassa olevia kuljetusreittejä ja infrastruktuuria, jolloin ympäristö on ”jo pilattu valmiiksi”. [24]

Johtimissa oleva varaus synnyttää niiden ympärille sähkö- ja magneettikentän, joka on yleensä maatasossa suurimmillaan jännevälin keskellä, jossa johtimet roikkuvat alempana kuin muualla. 30 metrin päässä johdon akseliilta sähkökentän suuruus on tippunut kymmenesosaan alkuperäisestä. Tyypillinen arvo 400 kV avojohdon alla 1 metrin korkeudella maasta on 1-8 kV/m. [24]

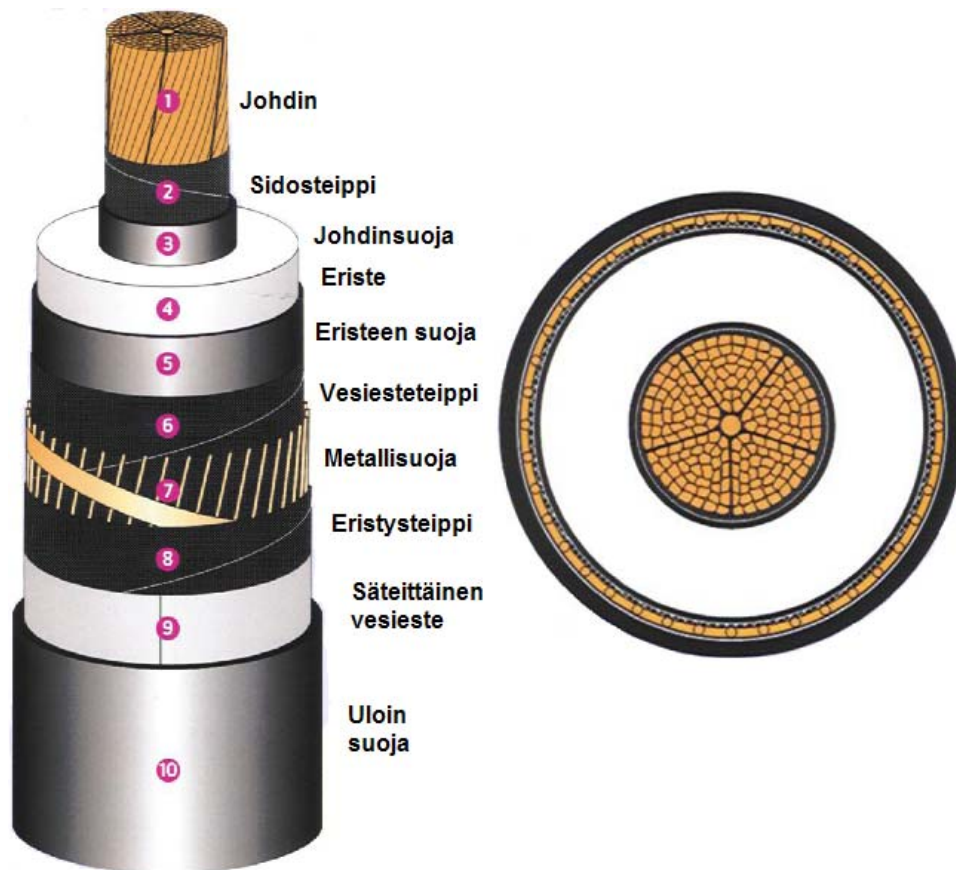
Voimajohdon magneettikenttä aiheutuu siinä kulkevasta virrasta, joka määräytyy kuormituksen mukaan. Magneettikenttä pienenee etäisyyden neliöön verrannollisena. 400 kV avojohdon alla magneettikentän voimakkuus on tyypillisesti 5-25 μ T. Vastaavansuuruisia magneettikenttiä esiintyy helposti kotiloissa ja toimistoissa. [24]

Sähkö- ja magneettikenttien mahdollisesti aiheuttamasta syöpävaarasta ei ole aukotonta todistusaineistoa. Joidenkin tutkimusten mukaan jatkuva altistuminen jo 0,2-0,3 μ T magneettikentille saattaisi lisätä lasten riskiä sairastua leukemiaan. Ei kuitenkaan tunneta mitään mekanisme, jolla magneettikenttä voisi aiheuttaa syövän. Myöskään vaikutuksista hedelmällisyyteen ei ole näyttöä. [24]

Sähkö- ja magneettikenttien suuruuteen voidaan vaikuttaa muun muassa johdinten asettelulla ja korkeudella. Asettamalla kaksoisjohtojen virtapiirit vaihe-epäsymmetrisesti voidaan magneettikenttiä pienentää. [24]

4.1.2 Kaapelit

Kaapelit voivat olla neste- tai kiinteäeristeisiä. Eristysmateriaaleja ovat etyleeni-propyleenikumi (EPR), matala- tai suuritiheksinen polyeteeni (HDPE/LDPE) ja ristisilloitettu polyeteeni (XLPE tai PEX). XLPE on hallitseva valinta suurjännitekaapeleilla 500 kV jännitetasoon asti. Öljykaapeleiden osuus uusien EHV-kaapeleiden (extremely high voltage) markkinoista laski voimakkaasti vuosituhaten vaihteen tienoilla. Kuva 18 esittää erästä suurjännitteistä XLPE-kaapelirakennetta. [25, 27]



Kuva 18. XLPE-kaapelin rakenne. [26]

Johdin on yleensä kuparia tai alumiinia. Yli 1200 mm² kuparikaapeleilla ja 1600 mm² alumiinikaapeleilla johdin jaetaan osiin AC/DC resistanssin suhteen pienentämiseksi. Metallisuojan tarkoitus on johtaa kapasitiivinen virta ja vikavirta. [27]

Tyypillisiä kaapelin asennustapoja ovat kaapelin suora hautaaminen tai sen asentaminen putkiin, tunneleihin ja kaukaloihin/kouruihin. Innovatiivisempia asennustapoja ovat sillat, kuilut, leveyssuuntainen poraaminen, putken tunkkaaminen, mikrotunnelit, upottaminen ja olemassa olevien rakenteiden hyödyntäminen. [46]

Kaapeli asennetaan usein betonikanaviin. Sitä suositellaan tiiviissä kaupunkiympäristössä. Näin kaapelia suojataan toisten toimintojen kaivauksilta. Esikaupunkialueella, jossa asutus ei ole tiivistä, myös suora hautaaminen on varteenotettava vaihtoehto. Suorassa hautaamisessa kustannukset ovat pienemmät ja virransiirtokyky 10-15 % suurempi kuin putkiasennuksessa, koska kaapelin ympärillä ei ole kuollutta ilmaa estämässä lämmön siirtymistä maahan. Tunnelia käytettäessä asennuksen hinta on tyypillisesti kalliimpi kuin itse kaapeli. Helsingissä on 110 kV kaapeleilla käytetty putkiasennusta, betonikanava-asennusta ja tunneliasennusta sekä näiden yhdistelmiä. [46]

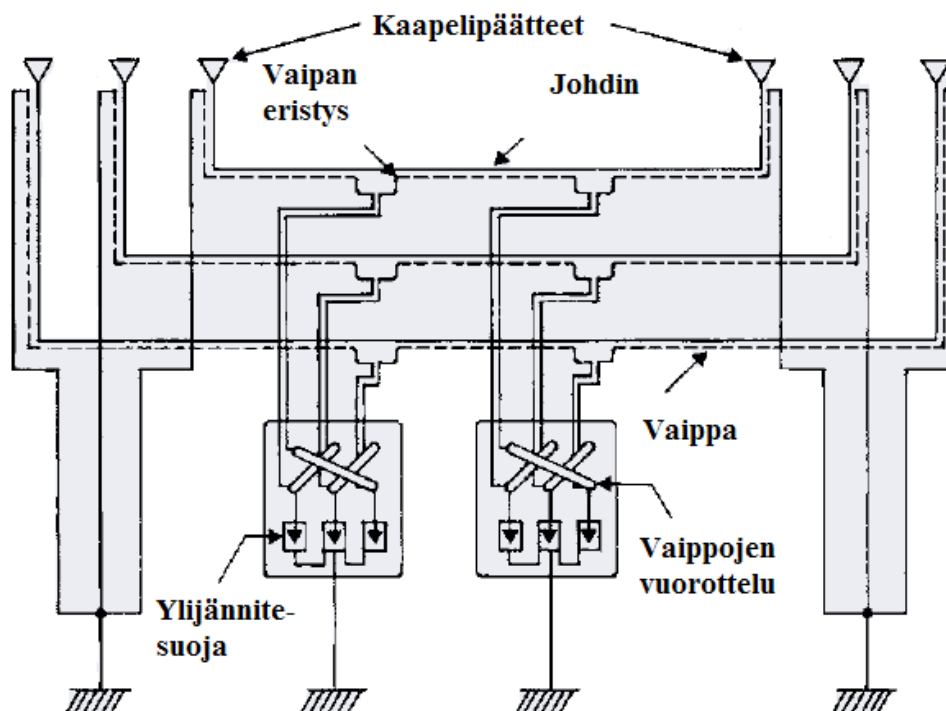
Kaapelit voivat olla aseteltuna kolmioon, vaakatasossa tai pystytasossa. Kolmioasennus on edullisin magneettikenttien kannalta. Magneettikentät pienentyvät, kun kaapelit ovat mahdollisimman lähellä toisiaan. Tässä

asetelmassa siirtokyky on kuitenkin hieman pienempi kuin tasoasetelmassa. [28]

Kaapelin ja avojohdon liitokset voivat sijaita pylväissä, tai pientä sähköasemaa muistuttavalla alueella (transition compound). [28]

Berliinissä 6,3 km pitkä 400 kV XLPE-kaapeli asennettiin tunneliin, joka sijaitsee 25-30 metrin syvyydessä. Asennustavalla saavutettavia etuja oli lyhentynyt kaapelin pituus (7,4 km:stä 6,3 km:iin) ja lähes täydellinen riippumattomuus olemassa olevista rakenteista. Reitillä oli lisäksi useita esteitä, jolloin perinteisessäkin asennuksessa pätkiä olisi pitänyt tunneloida. Lisäksi tunnelin rakentamisessa riittää yksi menetelmä, eli tunnelointi. Muissa asennustavoissa olisi pitänyt yhdistää eri tekniikoita. Jäähdytyksessä riitti yksinkertainen tuuletus, kun taas aiemmissa asennuksissa samalla teholla oli tarvittu pakotettua nestejäähdytystä. [29]

Kaapeleiden häviöt riippuvat metallivaipassa kulkevista virroista. Niihin vaikuttaa vaipan maadoitustapa. Jos vaippa on maadoitettu molemmista päistä, on siirtokapasiteetti pienempi kuin suoritettaessa maadoitus vain yhdessä päässä. Tämä johtuu vaipassa kiertävistä virroista, jotka aiheuttavat häviöitä ja pienentävät tehonsiirtokykyä. Jos vaippa on maadoitettu vain yhdestä päästä, on siirtokapasiteetti suurempi, mutta tehoa ei voida siirtää kovin pitkiä matkoja. Tämä johtuu siitä, että maadoittamattomassa päässä vaipan jännite nousee vaarallisen korkeaksi. Kolmantena vaihtoehtona on vaippojen vuorottelu, jolla voidaan eliminoida niissä kiertävät virrat ja kumota ylijännite. Tällä menetelmällä saavutetaan yhtä suuri siirtokapasiteetti kuin yksisuuntaisessa maadoituksessa, mutta pystytään siirtämään tehoa pidempiä etäisyyksiä. Vuorottelua esittää kuva 19. [30]



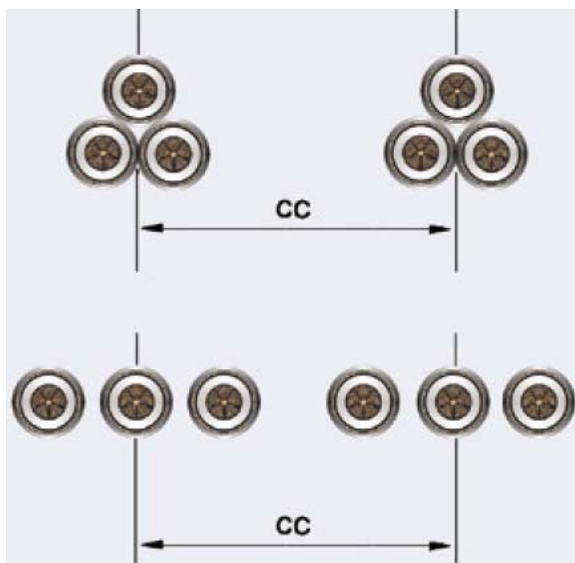
Kuva 19. Suurjännitekaapelin vaippojen vuorottelu. [30]

XLPE-kaapeleita voidaan kuormittaa jatkuvasti 90 °C lämpötilaan asti. Suurin sallittu lämpötila oikosulussa on 250 °C. Vaikka maahan asennetuille PEX-kaapeleille sallitaan johdinlämpötila 90 °C, saattaa se aiheuttaa ympäröivän maan kuivumisen, minkä vuoksi kaapelivalmistaja Prysmian ei suosittele 65 °C ylittäviä johdinlämpötiloja. Maaperän kuivuminen on epästabiili ilmiö, jossa kaapelin lämpö ajaa kosteutta pois maasta kaapelin välittömässä läheisyydessä. Tämä suurentaa edelleen maan lämpöresistanssia ja siten kaapelin lämpenemää, mikä lisää maan kuivumista. Lasketaan, että jos mitoitus on 65 asteen mukaan ja maaperä pääsee kuivumaan, voi kaapelin lämpötila olla (johtimessa) 90 astetta. XLPE-kaapeleiden häviöt ovat pienemmät kuin EPR- ja nestetäytteisissä kaapeleissa. [30, 31]

Kuormitusarvoja tarkasteltaessa on huomioitava, että olosuhteet vastaavat tiettyjä lähtöarvoja. Kun olosuhteet eivät vastaa lähtöarvoja, pitää kuormitusarvoja korjata olosuhteita vastaavilla korjauskertoimilla. Päätteiden, jatkosten ja liittimien on kestävä samat sähköiset ja mekaaniset rasitukset kuin itse kaapelinkin. [31]

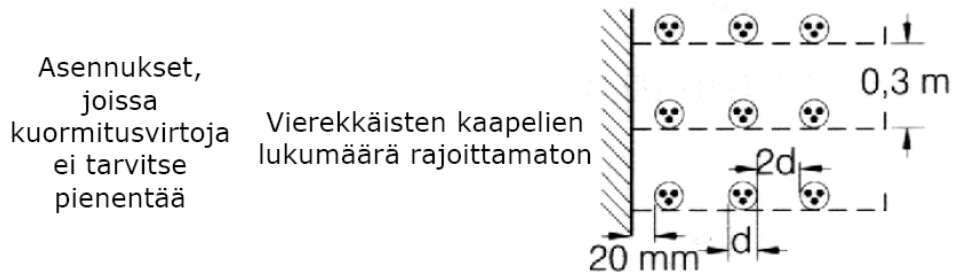
Tarkastelluissa esitteissä [26, 31] oletetaan, että ilma-asennuksessa ympäröivän ilman lämpötila on +25 °C tai +35 °C ja maaperän lämpötila maa-asennuksessa +15 °C tai +20 °C. Asennussyvyudeksi oletetaan 110 kV kaapeleilla 1 m. Lämpöresistiivisyydeksi oletetaan 1 Km/W.

Kun asennetaan useita virtapiirejä lähekkäin, on otettava huomioon kaapeleiden toisiaan lämmittävä vaikutus. Maa-asennuksessa kahden toisissaan kiinni olevan kaapelin kuormitettavuus on 79 % yksittäisen kaapelin kuormitettavuudesta. 250 mm etäisyydellä kuormitettavuus on 87 % normaalista [31]. Toisen lähteen [30] mukaan 200 mm etäisyydellä kuormitettavuus on 81 % normaalista, 800 mm etäisyydellä 90% normaalista ja 2000 mm etäisyydellä 96 % normaalista. Etäisyyksillä tarkoitetaan kolmioon tai tasoon asennettujen kaapeliryhmien keskipisteiden etäisyyksiä kuvan 20 mukaisesti.



Kuva 20. Kaapelien välisten etäisyyksien määrittely. [30]

Prysmianilla on erilliset kertoimet kaapeleiden toisiaan lämmittävälle vaikutukselle ilma-asennuksessa erilaisilla kaapelien asetteluilla. Näyttää siltä, että kuormitusarvoja ei tarvitse pienentää, jos kaapelien välillä on kaksi kertaa kaapelin halkaisijan verran ilmaa. Tätä esittää kuva 21. ABB:llä ei ole erillisiä kertoimia ilma-asennukselle.



Kuva 21. Kaapelien toisiaan lämmittävä vaikutus ilma-asennuksessa. [31]

Kaapelien yleisiä teknisiä tietoja ovat johtimen suurin sallittu lämpötila jatkuvassa käyttötilanteessa ja lyhytaikaisessa viassa, kaapelin tai johtimen pienin sallittu lämpötila asennuksen aikana, pienin sallittu taivutussäde, suurin sallittu asennusvoima sekä terminen ja dynaaminen oikosulkukestoisuus. Voimakaapelien sähköisiä arvoja ovat sisäjohtimien tasavirtaresistanssit (20 °C), vaihtovirtaresistanssit eri lämpötiloissa, induktanssi/vaihe, käyttökapasitanssi sekä varaus- ja maasulkuvirta maasta erotetussa verkossa. Sähköisten arvojen määrittelytapa ja käytetyt oletukset on aina syytä tarkistaa. [31]

Kaapelin vaihtosähköresistanssi muodostuu tasasähköresistanssista sekä ylimääräisestä resistanssista, joka ottaa huomioon virranahdosta ja lähivaikutuksesta aiheutuvat häviöt, eristeen dielektriset häviöt, metallisuojaissa kiertävät virrat sekä pyörrevirrat. [31]

Toiset piirit ja lämpölähteet vaikuttavat kaapelin siirtokykyyn. Ulkoisen termisen ympäristön ymmärryksen puute on riski kaapeleiden suorituskyyville. Näitä riskejä voidaan pienentää valvomalla jatkuvasti kaapelin lämpötilaa. Suoran lämpötilamittauksen hyödyntäminen rajoittuu lähinnä tutkimus- ja testauskäyttöön. Käytännöllisempiä ovat epäsuorat johtimen lämpötilan mittaukset, jossa sensorit ovat kaapelin pinnalla tai sen lähellä. [32]

Lämpötilasensorit mittaavat lämpötilaa mekaanisten tai kemiallisten vaikutusten kautta, sähköisillä keinoilla tai optisten vaikutusten kautta. Lämpötilan tuntemus joka hetki on tärkeää, koska suurin mahdollinen kaapelin virta riippuu siitä. [32]

Tanskassa otettiin lokakuussa 1997 käyttöön 22 km pitkä 400 kV kaapeli, joka yhdistää Kööpenhaminan urbaanin alueen lähiöihin. Johto on toiminut ongelmitta raportin kirjoittamiseen asti. Ainakin vielä vuonna 2003 se oli pisin 400 kV XLPE-kaapeli Euroopassa. Tuolloin Euroopassa oli alle 10 maanalaista 400 kV XLPE-järjestelmää asennettuna tai suunniteltuna niiden kokonaispituuden ollessa 100 km. Vuonna 1999 Tanskaan rakennettiin toinen, 14 km pitkä 400 kV kaapeli. [33, 34]

Muita 400 kV kaapeliprojekteja on ollut Madridin lentokentän laajennuksessa Espanjassa (12,1 km), Lontoon keskustasta lähiöalueelle (20 km) ja Englannin maaseudulla Middlesbroughin ja Yorkin välillä (5,7 km, öljykaapeli).

4.1.3 Kaapeleiden ja avojohtojen keskinäinen vertailu

Tällä hetkellä maailmalla ylivoimaisesti suurin osa yli 110 kV siirtoyhteyksistä toteutetaan avojohtotekniikalla. Cigren tutkimus [35] vertailee maakaapeleita ja avojohtoja 110 – 764 kV jännitetasoilla 19 maassa. Sen mukaan olemassa olevista 860 000 km siirtojohdoista alle 2 % on maakaapeleina, ja korkeimmilla jännitetasoilla (yli 360 kV) alle 0,3 %. Tulevissa johtohankkeissa kaapeloinnin osuus on kasvamassa.

Sähköjärjestelmien historian alusta lähtien avojohdot ovat olleet suosituin suurjännitevoimansiirron toteutusmuoto. Avojohtotekniikka on suhteellisen yksinkertaista, ja lisäksi alussa ei ollut olemassa sopivaa teknologiaa kaapeleiden toteuttamiseen suuremmilla jännitteillä. Nykyisin kaapeleita voidaan toteuttaa kaikilla siirtojännitteillä, ja suurin käytössä oleva jännite on 500 kV. Yleensä kaapeleita käytetään vain tietyissä erityiskohteissa, kuten kaupunkialueet ja pitkät vesiylitykset, joissa ympäristö- ja tekniset seikat tekevät ilmajohtojen rakentamisesta epäkäytännöllistä tai sopimatonta. [35]

Avojohtojen ja kaapelien ympäristövaikutuksia vertaillessa on otettava huomioon maankäytön rajoitus, visuaaliset vaikutukset ja mahdollinen maaperän saastuminen. Ympäristön aiheuttamia rajoituksia ovat standardit ja päätökset, rajat sähkö- ja magneettikentille sekä kuuluvalla äänelle sekä vaikutukset ympäristölle rakentamisen ja käytön aikana. [35]

Avojohtot aiheuttavat selvästi enemmän visuaalista haittaa kuin maakaapelit. Kaapelit eivät myöskään aiheuta äänihäiriöitä. Avojohto vaatii suuremman maatilaa kuin kaapeli, mutta yleensä maankäytössä kaapelin päällä on suurempia rajoituksia kuin avojohdon alla. Useimmissa Euroopan maissa avojohdon alle saa rakentaa rakennuksia ja istuttaa puita. [35]

Kaapelien rakennus vie yleensä enemmän aikaa kuin avojohtojen, mikä voi häiritä liikennettä ja maanviljelyä. Nestetäytteiset maakaapelit voivat aiheuttaa maaperän saastumista, mutta avojohdot ja kiinteäeristeiset kaapelit eivät. Kaapelin purkamisen jälkeen kestää kauemmin saada ympäristö takaisin asennusta edeltävän tilaan kuin avojohdon tapauksessa [30, 35]

Kaapeli ei tuota ulkoisia sähkökenttiä. Avojohtojen magneettikenttä leviää suuremmalle alueelle, mutta kaapelin magneettikentän huippuarvo voi olla samalla virralla ja jännitteellä suurempi. Näin voi käydä erityisesti käytettäessä tasoasennusta. Kaapelin asennussyvyys ja vastaavasti avojohdon asennuskorkeus tietysti vaikuttavat siihen, mikä on magneettikentän voimakkuus maan pinnalla tai yhden metrin korkeudessa. Magneettikenttien maksimiarvot CIGREN kyselyssä suurimmilla jännitetasoilla olivat noin 100 μT avojohdoilla ja 280 μT kaapeleilla. Tarkastelussa oli suuri määrä kaapeleita ja avojohtoja, joissa asennustavat vaihtelivat. [35]

Äänihäiriöt voimajohdoista voivat suurimmilla jännitteillä olla häiritseviä muutaman ensimmäisen käyttökuukauden aikana. Tämän jälkeen äänet voivat olla kuuluvia vain sateisina tai sumuisina jaksoina, ja silloinkin taso harvoin ylittää 55 dB. Koronailmiö voi synnyttää ioneja ja otsonia, mutta määrät ovat vähäisiä. Käyttämällä useita johtimia nipussa voidaan koronaa pienentää. [31,24]

Kaapelien ja avojohdojen sähköiset parametrit ovat erilaiset, koska vaihevälit ovat erisuuruiset. Induktanssi on suoraan verrannollinen vaiheväliin, joten avojohdon induktanssi on suurempi kuin vastaavan kaapelin. Kapasitanssi sen sijaan on kääntäen verrannollinen vaiheväliin, joten kaapelin kapasitanssi on suurempi. [35]

Dielektriset häviöt kasvavat suhteessa jännitteen neliöön ja riippuvat eristeen paksuudesta. Suuremmilla jännitetasoilla kaapelin dielektriset häviöt voivat olla merkittävät, jopa 20 % termisestä luokituksesta. [35]

Kaapelin suuri kapasitanssi aiheuttaa suuren varausvirran. Tämän vuoksi pisin matka, jonka kaapelilla voi siirtää tehoa ilman kompensointia, on lyhyempi kuin avojohdolla. Pitkät kaapeliyhteydet voivat vaatia suurten ja kalliiden kompensointireaktoreiden asentamista. Suuressakaan kuormassa kaapelin induktanssi ei kuluta yhtä paljon loistehoa kuin kapasitanssi tuottaa. Käytännössä kaapelilla ei saavuteta ns. luonnollista tehoa. Ilman kompensointia jännite kaapelin loppupäässä kasvaa. Suuresta kapasitanssista johtuen myös kapasitiivinen maasulkuvirta kasvaa, jolloin maasulkuvirran kompensointitarve lisääntyy. [35, 28]

Sekä kaapelit että avojohdot pystyvät kestäämään lyhytaikaisia ylikuormituksia. Sää vaikuttaa avojohdoin voimakkaammin kuin kaapeleihin. Kuormituskyky perustuu yleensä pahimpaan tilanteeseen. Lämpöaikavakio on avojohdoilla 15 minuutin luokkaa, kun taas kaapelilla se voi olla ympäröivän maamassan ansiosta jopa viikon. Siksi kaapeli pystyy hyvin selviämään lyhytaikaisista ylikuormituksista kuumenematta liikaa. XLPE-kaapeli, joka on aluksi 50 % kuormassa, pystyy kestäämään 110-120 % nimellisvirrasta jopa 100 tunnin ajan. Hyvissä sääolosuhteissa avojohdolla on parempi pitkän aikavälin ylikuormituskapasiteetti kuin kaapelilla. [35, 28]

Saman Cigren tutkimuksen [35] mukaan tärkeimmät syyt kaapeleiden lisäämiseen tarkastelumaissa olivat ympäristöseikat ja yleinen avojohdojen vastustus. Suurimmat julkisen yleisön huolet avojohdoin liittyen olivat magneettikentät, visuaaliset häiriöt ja maan arvon heikkeneminen. Kaapeleihin liitetyt huolet olivat vähäisempiä ja keskittyivät magneettikenttiin, maan varaamiseen ja mahdolliseen maan arvon heikentymiseen.

Kaapeloinnin seurauksena järjestelmäsuunnittelua pitää muuttaa, koska pitkäkestoiset ylikuormitukset ovat kaapeleille kriittisempiä kuin avojohdoille. Avojohtojen vikoja tulee huomattavasti useammin kuin kaapeleilla, mutta kaapelivikojen kesto on keskimäärin pidempi. Suurin osa avojohdovioista on ohimeneviä, kun taas kaapeliviat ovat yleensä pysyviä. Tyypillisesti kaapelivian korjaaminen kestää kahdesta viikosta kahteen kuukauteen. Kaapelien mahdollisesti pidemmät viat asettavat kyseenalaiseksi sen N-1-kriteerissä käytetyn oletuksen, että uutta vikaa ei ehdi sattua edellisen korjaamisen aikana. [35, 34]

Sähköisen vian sattuessa kaapeliin eriste ei palaudu, toisin kuin avojohdoilla. Jälleenkytkentöjä ei normaalisti tehdä kaapeleilla. [28]

Avojohton korvaaminen kaapelilla kasvattaa verkon vikavirtatasoa kaapelin alemmasta impedanssista johtuen. [35]

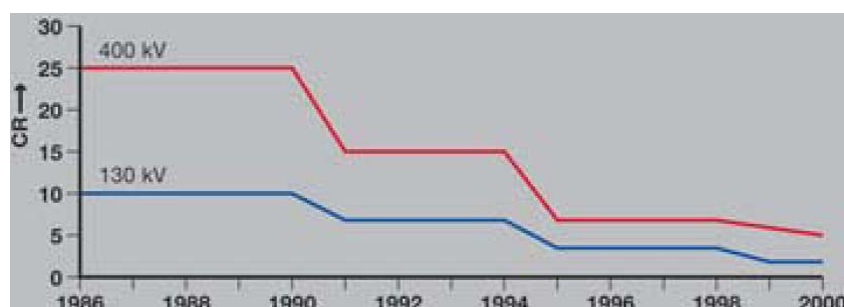
Kaapelin siirtokykyä on paljon hankalampi lisätä kuin avojohdon. Avojohton johtimet voidaan vaihtaa, mutta kaapelin kaivaminen ja vaihtaminen uuteen on paljon hankalampi ja kalliimpi operaatio. [35]

Tulevaisuudessa siirtojohtoprojekteille saatavissa oleva maa-ala tulee pienenemään, koska väestötiheys kasvaa ja maan hinta nousee. Tämä lisää paineita kaapeloida tiettyjä yhteyksiä erityisesti kaupunkiympäristössä. [35]

Kiinteäeristeisillä kaapeleilla huoltokustannukset ovat yleisesti alhaiset ja kapasitanssi pienempi kuin öljyeristeisillä kaapeleilla. Tulevaisuudessa kehittyneet kaivuutekniikat ja halvemmat kaapelien hinnat pienentävät kaapelin ja avojohdon hinnan suhdetta, mutta erityisesti suurimmilla siirtojännitteillä avojohdot pysyvät vastaisuudessakin selkeästi halvempina vaihtoehtona. [35]

Mitä suurempi on jännite, sitä suuremmat ovat dielektriset häviöt kaapelin eristeessä. Mitä paksumpi on eriste, sitä vaikeampaa on lämmön karkaaminen ympäröivään maaperään. Tällöin kaapelin siirtokapasiteetti pienenee, jolloin johdinta on suurennettava. Suuren jännitteen kaapelit joudutaan sijoittamaan melko kauas toisistaan, jotta ne eivät lämmittäisi toisiaan liikaa. Tämä kasvattaa asennuskustannuksia. Avojohtojilla sen sijaan hinta kasvaa vain vähän jännitteen kasvaessa. Suuremmat pylväät ja pidemmät eristinketjut ovat suhteellisen pieni kustannus verrattuna saavutettavaan siirtokapasiteetin lisäykseen. Tämän vuoksi kaapelin ja avojohdon välinen suhteellinen kustannusero on sitä suurempi, mitä suurempi on jännite. [35]

Kuten kuvasta 22 nähdään, XLPE-kaapelien hinnan suhde vastaavaan avojohdointiin on pienentynyt huomattavasti viimeisten vuosikymmenten aikana. [36] [37]



Kuva 22. XLPE-kaapelin ja avojohdon hintojen suhde. [36]

ETSO:n (European Network of Transmission System Operators) jäsenten mukaan 400 kV maakaapelin ja avojohdon hintasuhte on luokkaa 10-12 vastaavalla tyypillisellä siirtokyvyltä (2 x 2000 MVA) suotuisissa olosuhteissa. Vähemmän suotuisissa olosuhteissa suhde on ylittänyt 15.

Kun otetaan huomioon investointi- ja elinkaarikustannukset, avojohdon ja kaapelin hintaero on harvoin alle 5 miljoonaa euroa/km. [34]

Cigren tutkimuksen [30] mukaan maakaapelit maksavat keskimäärin pienemmillä jännitetasoilla 7 kertaa ja suuremmilla jännitetasoilla 20 kertaa niin paljon kuin avojohdot. Keskimääräinen hinta \$/km/MVA on 110-219 kV jänniteluokassa avojohdoilla noin 820 ja kaapeleilla 6100. Vastaavat luvut 365-764 kV luokassa ovat 185 ja 3700. Hinnat ovat investointikustannuksia, jotka sisältävät asennuksen. Huoltoa, häviöitä ja muita vuotuisia kustannuksia ei ole huomioitu. Tutkimuksessa ei ole eritelty, miten hinta jakautuu johtimille, asennuksille ja muille tekijöille.

Investointikustannuksiin vaikuttavat monet tekijät. Maaperä vaikuttaa kaivuukustannuksiin kaapelien tapauksessa. Se voi myös vaikuttaa siihen, kuinka paljon ja millaisia pylväitä avojohto tarvitsee. Myös maan hinta on yksi vaikuttava tekijä. Erot kokonaishinnoissa ovat suuria. Yleensä ylläpitokustannukset ovat kaapeleilla alhaisemmat kuin vastaavilla avojohdoilla. Kaapeliviivat ovat harvinaisia, mutta korjauskustannukset voivat olla suuria. [35]

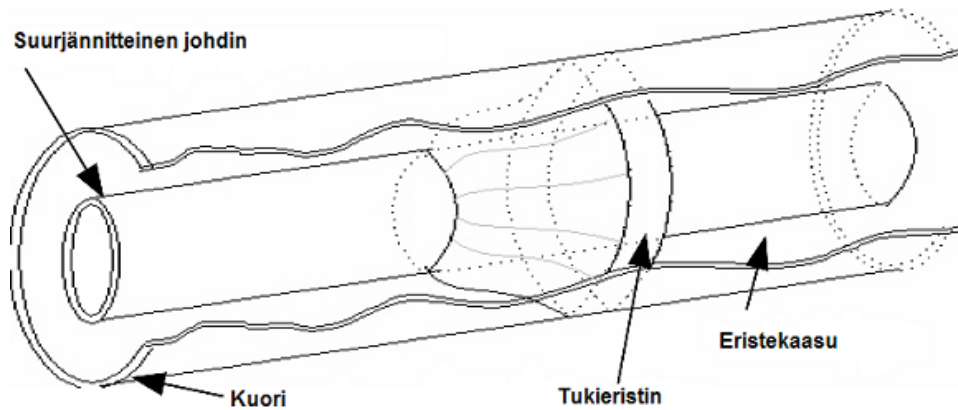
Tanskassa 140 km pitkä 400 kV voimajohto Aalborg – Aarhus valmistui vuonna 2004. Se sisältää kolme kaapeloitua osuutta, joiden pituudet ovat 2,5, 4,5 ja 7 km. Väitetään, että tässä projektissa kaapelin ja avojohdon hintojen suhde olisi ollut niinkin alhainen kuin 4. Yhtenä syynä alhaiseen hintaan oli edullinen maaperä, jossa pystyttiin käyttämään asennustapana suurimman osan matkasta suoraa hautaamista. [38]

Saksalaisessa väitöskirjatutkimuksessa esitetään, että kaupunkiasennuksessa 400 kV jännitteellä 1400 A virralla investointikustannukset olisivat kaapelilla noin 3 300 000 €/km ja avojohdolla 550 000 €/km, eli hintojen suhde olisi 1:6. [39]

4.1.4 GIL

Kaasueristeisiä siirtojohtoja ollaan suunnittelemassa pitkän matkan sähkönsiirtoon. Tällä hetkellä kokemukset rajoittuvat lähinnä lyhyisiin, alle 500 metrin pituisiin yhteyksiin. [40]

GIL-johdon perusrakenne muistuttaa kaasueristeisen GIS-kytkinlaitoksen rakennetta, jossa suurjännitteinen johdin on maadoitetun, johtavan kuoren sisällä ja välissä on eristeenä paineistettua kaasua. Kaasu on joko puhdasta SF₆-kaasua tai SF₆-kaasun ja typen sekoitusta. Johtimia pitävät paikallaan kiinteät tukieristimet. Johto on pituussuunnassa jaettu erillisiin kaasutiloihin. Kunkin vaiheen johtimet voivat sijaita erillisessä kotelossa (yksivaihekotelointi). GIL-johdon perusrakennetta selventää kuva 23. [40]



Kuva 23. GIL-johdon rakenne. [36]

Liitäntöjä GIS-tekniikalla on toteutettu useiden vuosien ajan. Alle 500 metrin etäisyyksillä GIS-liitännät voivat olla taloudellisempia kuin kaapelit, mutta pitkillä etäisyyksillä nykyisellä GIS-tekniikalla toteutetut yhteydet ovat liian kalliita. GIL-johdot ovat parhaimmillaan lyhyillä siirtoetäisyyksillä ja suurilla siirtotehoilla. [40]

GIL-tekniikka sen sijaan on suunniteltu taloudellisia, paikan päällä koottavia pitkän matkan yhteyksiä varten. GIL on suunniteltu pääasiassa maanalaisiin sovelluksiin. GIL-johdoilla olisi seuraavia hyviä ominaisuuksia [40]

- Pienet häviöt paksujen johtimien ansiosta
- Ei merkittäviä dielektrisiä häviöitä
- Maan alla jopa 2000 MVA kapasiteetti yhdellä virtapiirillä ilman jäähdytystä
- Alhainen kapasitanssi pituusyksikköä kohden
- Loistehon kompensointia ei tarvita edes yli 100 km yhteyksillä
- Asennus maan päälle, maahan haudattuna tai tunneliin
- Immuuni sääilmiöille
- Palovaara pieni

Kuten tavallisten kaapelien kohdalla, ulkoisia sähkökenttiä ei synny. Yleisesti ottaen GIL-johtojen magneettikentät ovat huomattavasti pienempiä kuin avojohdoilla ja tavallisilla kaapeleilla, kun käytössä on yksivaiheinen koteloointi ja kotelot ovat kiinteästi yhdessä molemmista päistä. Tämä johtuu siitä, että kotelossa kulkevat virrat pienentävät ulkoista magneettikenttää. [40]

Yksi suurimmista GIL-siirtojohtoihin liittyvistä ongelmista on mekaaninen käyttäytyminen maaperässä asennuksen ja käytön aikana. Käytössä terminen laajentuminen ja kaasun paine aiheuttavat voimia kuoreen. On myös tärkeää suojata GIL-johtoa korroosiolta. [40]

SF6 on voimakas kasvihuonekaasu, mutta vaikutusta voidaan pienentää käyttämällä eristeenä SF6:n ja typen sekoitusta. [40]

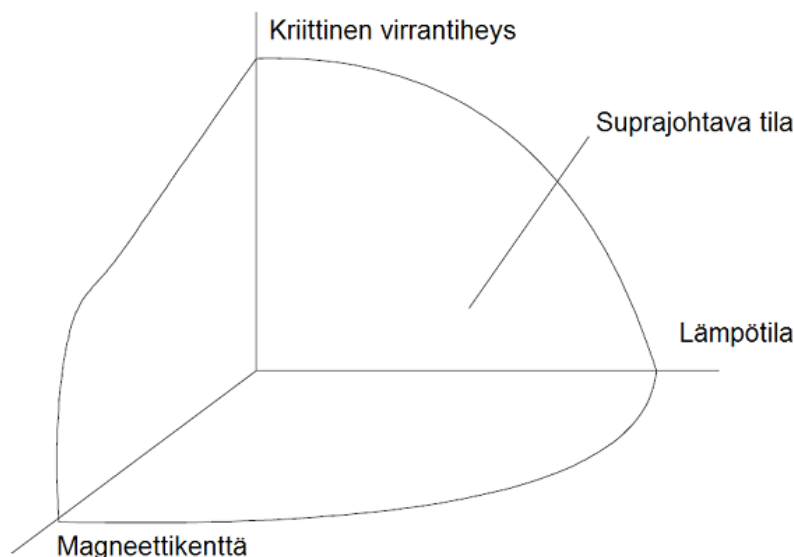
Jos virtatarve on pieni, GIL-johdon dimensioita ei välttämättä voi pienentää, minkä vuoksi pienillä siirroilla konventionaalinen kaapeli voi olla hinnaltaan kilpailukykyisempi. GIL-päätteet ovat halvemmat kuin kaapelipäätteet ja kompensointikustannukset ovat alhaisemmat. [40]

Huomattavia määriä GIL-johtoja on asennettu maan päälle ja tunneleihin, ja niitä on ollut käytössä vuosien ajan. Suoraan maahan upotettuja GIL-johtoja ei kuitenkaan ole juurikaan käytetty. EDF testasi maanalaista GIL-johtoa laboratoriossa vuosina 1994-1997 ja 1998. Kaikki testit olivat onnistuneita, mutta taloudellisista syistä johtuen GIL-johtoja ei olla suunnittelemassa. [40]

Maailman pisin GIL-johto on käytössä Japanissa Chubussa. Kaksi kolmivaihejärjestelmää, joista kummankin siirtokyky on 2850 MVA, siirtää sähköä voimalaitoksesta asemalle 3,3 kilometrin matkan. Nimellisjännite on 275 kV ja nimellisvirta 6300 A. [41]

4.1.5 Suprajohtava kaapeli asennustapavariaatioineen

Tietyt materiaalit pystyvät siirtämään tasasähköä käytännössä nollahäviöillä, kun niiden lämpötila putoaa tietyn kriittisen pisteen alapuolelle. Näitä materiaaleja kutsutaan suprajohteiksi. Kuitenkin tietyllä lämpötilalla on kriittinen virrantiheys, jota ei voi ylittää. Lisäksi magneettikenttä pienentää kriittistä virrantiheyttä. Tätä havainnollistaa kuva 24. [42]



Kuva 24. Suprajohtava tila. [42]

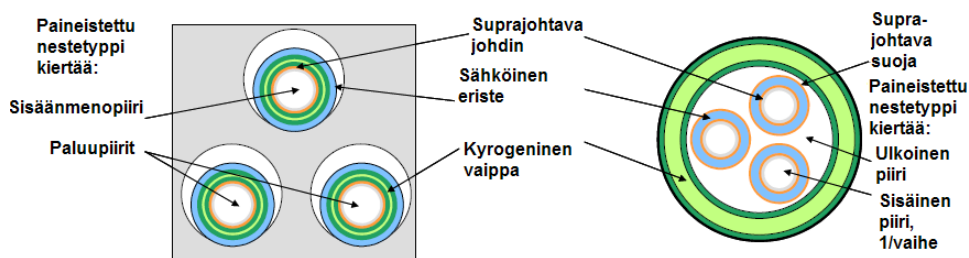
Vuonna 1987 havaittiin suprajohtavuutta uusissa materiaaleissa, jotka pystyvät säilyttämään suprajohtavuuden yli 77 K lämpötilassa. Nämä materiaalit pystytään siis pitämään suprajohtavassa tilassa käyttämällä jäähdytysaineena nestemäistä typpeä. [42]

Suprajohtavilla kaapeleilla voidaan saada aikaan suuri siirtokyky erittäin pienillä häviöillä. Häviöitä tulee kuitenkin jonkin verran, koska resistiivisten häviöiden lisäksi on olemassa myös hystereesihäviöt ja dielektriset häviöt. Myös jäähdytysnesteen tehokkuus pitää ottaa huomioon kokonaishäviöitä arvioitaessa. [43]

Suprajohtavia kaapelityyppejä ovat lämmin dielektrinen ("warm dielectric", WD) ja kylmä dielektrinen ("cold dielectric", CD). Kuva 25 esittää yksinkertaistetun rakenteen kummastakin kaapelityypistä. WD-kaapelityyppi tunnetaan myös nimellä RTD (room temperature dielectric). [42]

WD-ratkaisussa vain keskijohdin on suprajohtava. Se on suljettu joustavaan kyrogeniseen vaippaan, jossa on superlämpöeristys ja joka on viilennetty nestemäisen tyyppien lämpötilaan. Tämä tyyppi on helpompi valmistaa, koska rakenne muistuttaa perinteistä kaapelia johdinta lukuun ottamatta. [42]

CD-ratkaisussa kaikki kaapelin komponentit ulkosuojaa lukuun ottamatta on suljettu superlämpöeristettyyn kyrogeniseen vaippaan. Kaikki kolme vaihetta voivat olla samassa vaipassa tai erikseen. Tämä rakenne on kalliimpi, mutta kaapelin ulkopuolinen magneettikenttä kumoutuu, jolloin häviöt pienenevät. Myös siirtokyky on suurempi. [42]



Kuva 25. Suprajohtavat kaapelityypit: vasemmalla WD ja oikealla CD. [42]

Jäähdytysjärjestelmä on tärkeä osa HTS-järjestelmää (High Temperature Superconductor). Viilennysmedian on nestemäinen tyyppi. Pumppuja tarvitaan pitämään tyyppi liikkeessä. Arvioidaan, että jäähdytysasemia tarvittaisiin 4-6 kilometrin välein. [42]

Suuren virransiirtokyvyn avulla voidaan sama teho siirtää pienemmällä jännitteellä. Pienempi jännite pienentää kaapelin varausvirtaa, jolloin voidaan välttyä kompensointireaktoreiden käytöltä. Joissain järjestelmissä voitaisiin tämän ansiosta luopua muuntajista. Apulaitteiden hinta alenee, kun voidaan käyttää alhaisempaa jännitetasoa. [42, 43]

Yhtenä etuna HTS:llä on pieni tilantarve. Matala jännite ja korkea virrantiheys mahdollistavat kompaktin rakenteen. Aktiivisen jäähdytyksen ansiosta ei tarvitse jättää tilaa tai käyttää erityismateriaaleja lämmön poiskulkemisen varmistamiseksi. Maaperän lämpösaastumisen riski pienenee ja tulipalon riski on olematon. [42, 43]

HTS-kaapeleita pidetään varteenotettavana vaihtoehtona tiiviisti rakennetun suurkaupungin sähkönsiirrossa. Tavallisia kuparikaapeleita voidaan tarvita suuri määrä, jolloin ne vievät paljon tilaa maan alla. Lämpenemisen vuoksi ne pitää asentaa lähelle maan pintaa ja kauas

muista maanalaisista asennuksista. HTS-kaapelin jäähdytyksen ansiosta se voidaan asentaa syvemmälle kuin tavallinen kaapeli, ja suuremman siirtokapasiteetin ansiosta pienempi määrä kaapeleita riittää. [44]

HTS-materiaalien ”nollaresistanssi” koskee tasajännitettä. Vaihtojännitteellä on jonkin verran siirtohäviöitä. Tällä hetkellä kuitenkin alle 10 km yhteyksillä konvertteriasemat tulisivat kalliimmiksi kuin itse suprajohtava kaapeli. Tämän vuoksi suprajohtavia DC-kaapeleita ei ole juurikaan tutkittu. [43, 45]

HTS-kaapeli aiheuttaa seuraavanlaisia ongelmia: [42]

- Järjestelmän monimutkaisuus ja asennuksen hankaluus mittaus- ja ohjauslaitteineen
- Jäähdytyslaitteiden tarvitsema jatkuva huolto- ja tarkastustoiminta
- Dielektrisen vian aiheuttamille vaurioille ei ole taloudellisesti hyväksyttävissä olevaa korjaustapaa.
- Korkeammat investointikustannukset kuin konventionaalisissa linkeissä
- Kokemuksen puute esimerkiksi käyttöikään liittyen

Ylikuormituskapasiteetti, sallitut transienttivirrat ja arviot kaapeleiden hinnasta ovat pääasiallisia teknisiä kysymyksiä, jotka pitää selvittää ennen kuin SC-kaapeleita voidaan asentaa olemassa oleviin verkkoihin. Suuri vikavirta saattaisi poistaa kaapelin suprajohtavasta tilasta. Kaapelipäätteen toteuttaminen on myös haastavaa. [43]

Kaiken kaikkiaan menee vuosia, ennen kuin on tarpeeksi teollista kokemusta HTS-kaapeleiden luotettavuuden ja turvallisuuden varmistamiseksi. Pitää tehdä paljon tutkimus- ja kehitystyötä, ennen kuin luotettavia kaupallisia sovelluksia on saatavilla. Nykyisellä tekniikalla on kuitenkin mahdollista tehdä ja on tehtykin esikaupallisia suprajohtavia kaapeleita valvotuissa olosuhteissa. Tälle hetkellä rakenteilla tai suunnitelluissa olevissa hankkeissa johtojen pituudet ovat aina olleet alle 1 km. [42, 43]

4.2 Sähkönsiirto tasavirralla

Suurjännitteinen sähkönsiirto on perinteisesti suoritettu pääasiassa vaihtojännitteellä. Vaihtojännitteen etuna on muun muassa mahdollisuus käyttää muuntajia. Lisäksi korkeille jännitteille sopivaa tasasähköteknologiaa ei ole ollut aina saatavilla. Tekniikan kehittyessä suurjännitteinen sähkönsiirto tasajännitteellä (HVDC) on lisääntynyt erityisesti tietyissä erityissovelluksissa.

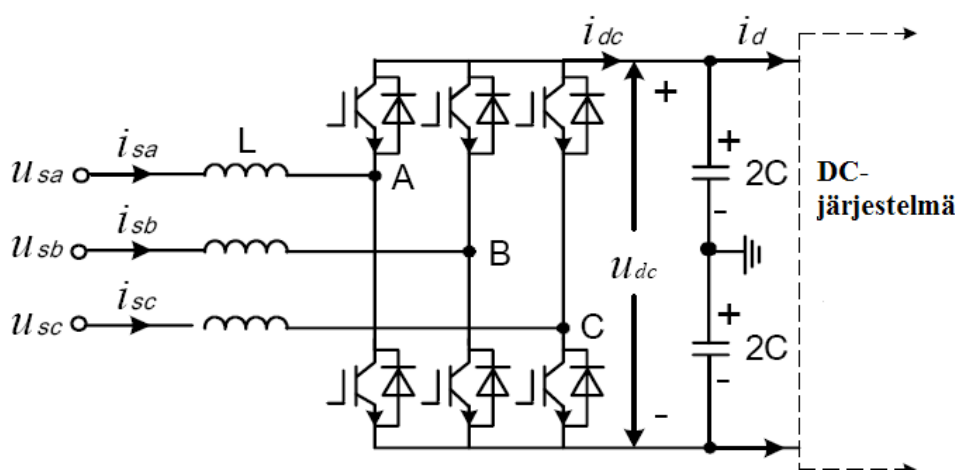
Tyristoreihin perustuvia HVDC-konverttereita on rakennettu 1960-luvulta lähtien. Tyristoreilla toteutettu HVDC-ratkaisu tunnetaan nimellä LCC (Line Commutated Converter). Viime aikoina laitteiden hinta ja koko on pienentynyt, ja luotettavuus on parantunut. HVDC-järjestelmiä on sovellettu pääasiassa seuraavissa sovelluksissa. [46]

1. Pitkissä merikaapeleissa, joissa vaihtosähkökaapelin suuri varausvirta vaatisi kompensointiasemia matkan varrella.
2. Siirrettäessä avojohdoilla suuria tehomääriä hyvin pitkiä matkoja.
3. Epäsynchronisena linkkinä kahden vaihtosähköjärjestelmän välillä poikkeavien taajuuksien tai stabiiliusongelmien vuoksi. Tätä voidaan käyttää myös erottamaan verkot vikatilanteissa.

1990-luvulla kehitettiin uusi itsekommutoiviin jännitelähdekonverttereihin (VSC, Voltage Source Converter) perustuva HVDC-järjestelmä. Tätä edustaa ABB:n HVDC Light, joka on käytössä ainakin Ruotsissa, Tanskassa, Australiassa ja USAssa. Siirtokykyjä on saatavilla ainakin välillä 10-300 MVA. [46, 47]

Perinteiset tyristorit sammuvat verkkojännitteen nollakohdassa, mutta VSC-konverttereissa käytetään hilalta sammutettavissa olevia komponentteja, kuten IGBT, GTO tai IGCT. Kuva 26 esittää VSC:n perusrakennetta. Itsekommutoivassa konvertterissa on seuraavat edut verkkokommutoivaan konvertteriin nähden. [46, 48]

- Mahdollisuus säätää loistehoa pätötehosta riippumatta
- Ei kommutointivikojen riskiä vaihtosähköjärjestelmän häiriöiden aikana.
- Mahdollisuus syöttää heikkoa vaihtosähköverkkoa, tai verkkoa ilman tuotantoa.
- Usean terminaalin rakenteet on helpompi toteuttaa, koska tasasähköpuolen polariteetti on sama tasasuuntaus- ja vaihtosuuntaustiloissa.
- Pienempi ja kompaktimpi koko

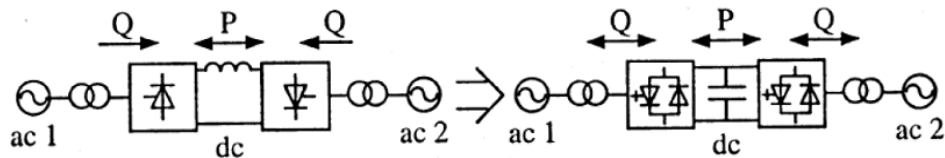


Kuva 26. VSC (Voltage Source Converter). [49]

Suurimpana itsekommutoivan ratkaisun vikana on se, että tasasähköpuolen maasulut ovat kriittisiä. Tasasähkökondensaattori on

silloin oikosulussa, ja diodisiltana toimiva konvertterisilta syöttää tasasähköpuolen vikavirtaa. Tämän vuoksi itsekommutoiva toteutus on parhaimmillaan silloin, kun käytetään back-to-back-ratkaisua, jossa tasasähköjohtoa ei ole, tai silloin, kun käytetään tasasähkökaapeleita avojohdon sijaan, jolloin maasulun riski on pienempi. Toinen itsekommutoivan ratkaisun heikkous on verkkokommutoituun ratkaisuun verrattuna suuremmat pätötehohäviöt. Tulevaisuudessa kehittyneet puolijohteet voisivat pienentää häviöitä merkittävästi. [46]

Verkkokommutoivan ja itsekommutoivan toteutuksen ero on kuvattu kuvassa 27. [46]



Kuva 27. Erilaiset HVDC-ratkaisut: vasemmalla LCC ja oikealla VSC. [46]

Korkean kytkemistäajuuden komponenteilla on mahdollisuus käyttää PWM-teknologiaa. Pulssinleveysmodulointi perustuu sinikolmiovertailuun. PWM VSC on lähes ideaalinen komponentti siirtoverkossa. Järjestelmän kannalta se toimii moottorina tai generaattorina ilman hitausmomenttia, joka voi ohjata pätö- ja loistehoa lähes välittömästi. Se ei myöskään vaikuta oikosulkutehoon, koska vaihtovirtaa voidaan ohjata. Yhtenä HVDC-ratkaisun etuna onkin se, että muuttaja-asemat eivät lisää verkon oikosulkuvirtaa. Esimerkiksi silmukan sulkeminen tasasähkökaapelin avulla tuottaa huomattavasti pienemmät oikosulkuvirrat kuin sulkeminen vaihtosähkökaapelilla. [49, 46]

Pätötehosäädön ansiosta HVDC VSC voi tukea vaihtosähköverkon taajuussäätöä, ja loistehosäädön ansiosta voidaan säätää konvertteriasemiin yhteydessä olevien vaihtosähköverkkojen jännitettä. Kyky säätää jännitettä ja taajuutta on myös hyödyllinen black start – tilanteessa. [47]

HVDC-konvertteriasemat ovat varsin kalliita. Kumpikin konvertteriterminaali maksaa 100-300 \$/kW koosta riippuen. Hinta pienenee koon kasvaessa. Tällä hetkellä tehoyksikköä laskettu hinta VSC-asemilla on 20-50 % kalliimpi kuin perinteisillä, tyristoreihin perustuvilla asemilla. HVDC VSC on kalliinpuoleinen ratkaisu yksinkertaisia siirtotehtäviä varten, mutta muut edut voivat tehdä investoinnista kannattavan tietyissä tilanteissa. Yhtenä syynä HVDC-ratkaisujen kalliiseen hintaan on se, että valmistuserät ovat pieniä, jolloin ei saavuteta massavalmistuksen tuomia etuja. [46, 50,51]

HVDC:n huonoja puolia ovat muuttaja-asemien hinnan lisäksi niiden häviöt. Tällä hetkellä HVDC VSC-aseman häviöt ovat huomattavasti suurempia kuin LCC:n. Pitkillä etäisyyksillä HVDC-ratkaisun kokonaishäviöt voivat olla pienempiä kuin vaihtosähköratkaisun, koska kaapelin häviöt ovat pienempiä. [51]

HVDC-konvertteriaseman tilantarve on suurempi kuin vastaavalle siirtoteholle suunnitellulla vaihtosähköasemalla. Eräällä tyypillisellä

maanpäällisellä järjestelyllä tilantarve on noin $90 \times 180 = 16\,200 \text{ m}^2$ 600 MVA teholuokituksella. VSC:tä ja kompaktia rakennetta käyttämällä vastaavatehoinen asema voitaisiin kuitenkin saada mahtumaan alle $3\,500 \text{ m}^2$ alueeseen. [46]

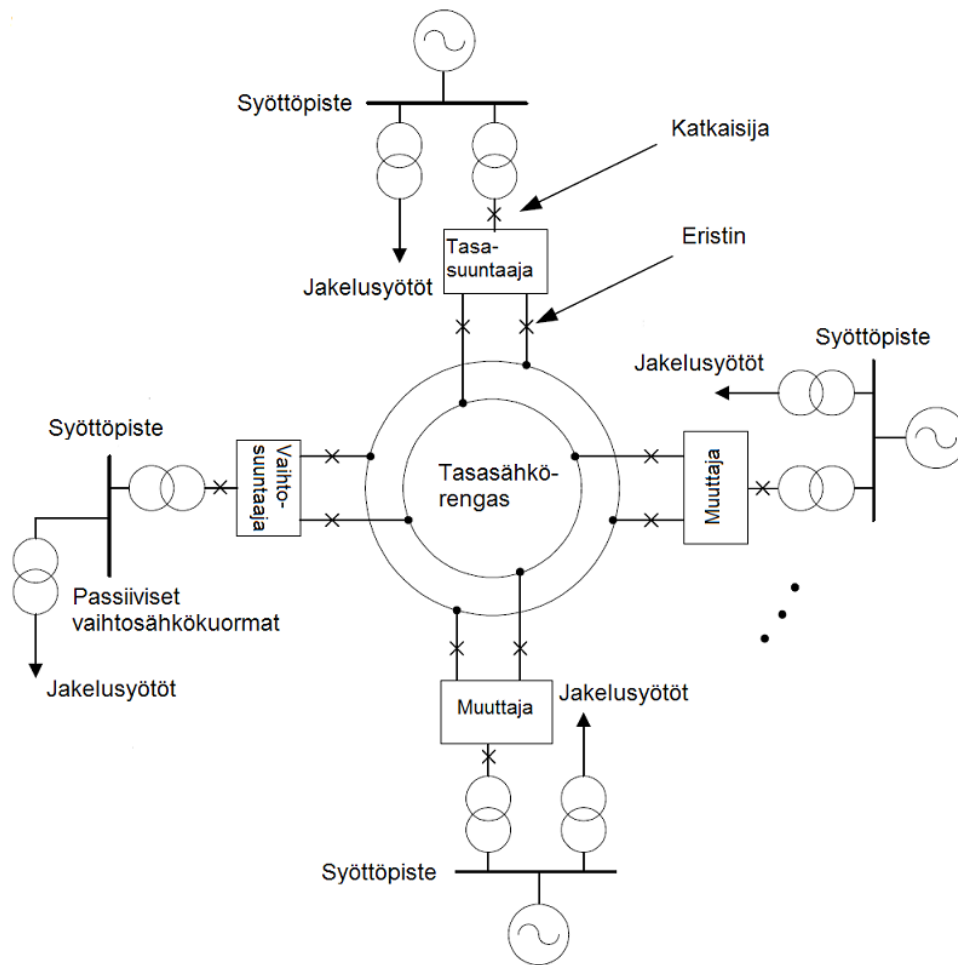
Järjestelmän monimutkaisuus vaatii henkilöstöltä erityiskoulutusta. Tehoelektroniikkalaitteiden tuottamat yliaallot aiheuttavat suodatustarvetta. LCC:llä ongelma on suurempi kuin VSC:llä, koska yliaaltojen taajuuDET ovat pienempiä. [51]

Aiemmin HVDC-kaapelien eristeenä käytettiin massaimpregnoitua paperia. HVDC Light – järjestelmän kehittämisen jälkeen on alettu käyttää myös eristeenä myös ristosilloitettua polyeteeniä. [52]

Tasasähkökaapelin siirtokyky on suurempi kuin vaihtosähkökaapelin, koska eristystä voidaan hyödyntää paremmin, varausvirtoja ei ole ja häviöt ovat pienemmät. Dielekttrisiä häviöitä ja metallikuoren häviöitä ei ole. Jatkuva pysyvä virta voi olla noin 50 % suurempi kuin vaihtosähkökaapelilla. Tehonsiirtokyky tasasähkökaapelilla on noin 1.5-2-kertainen vaihtosähkökaapeliin nähden. Koska kapasitiivisia varausvirtoja ei ole, ovat pitkät siirtoetäisyydet mahdollisia. [46]

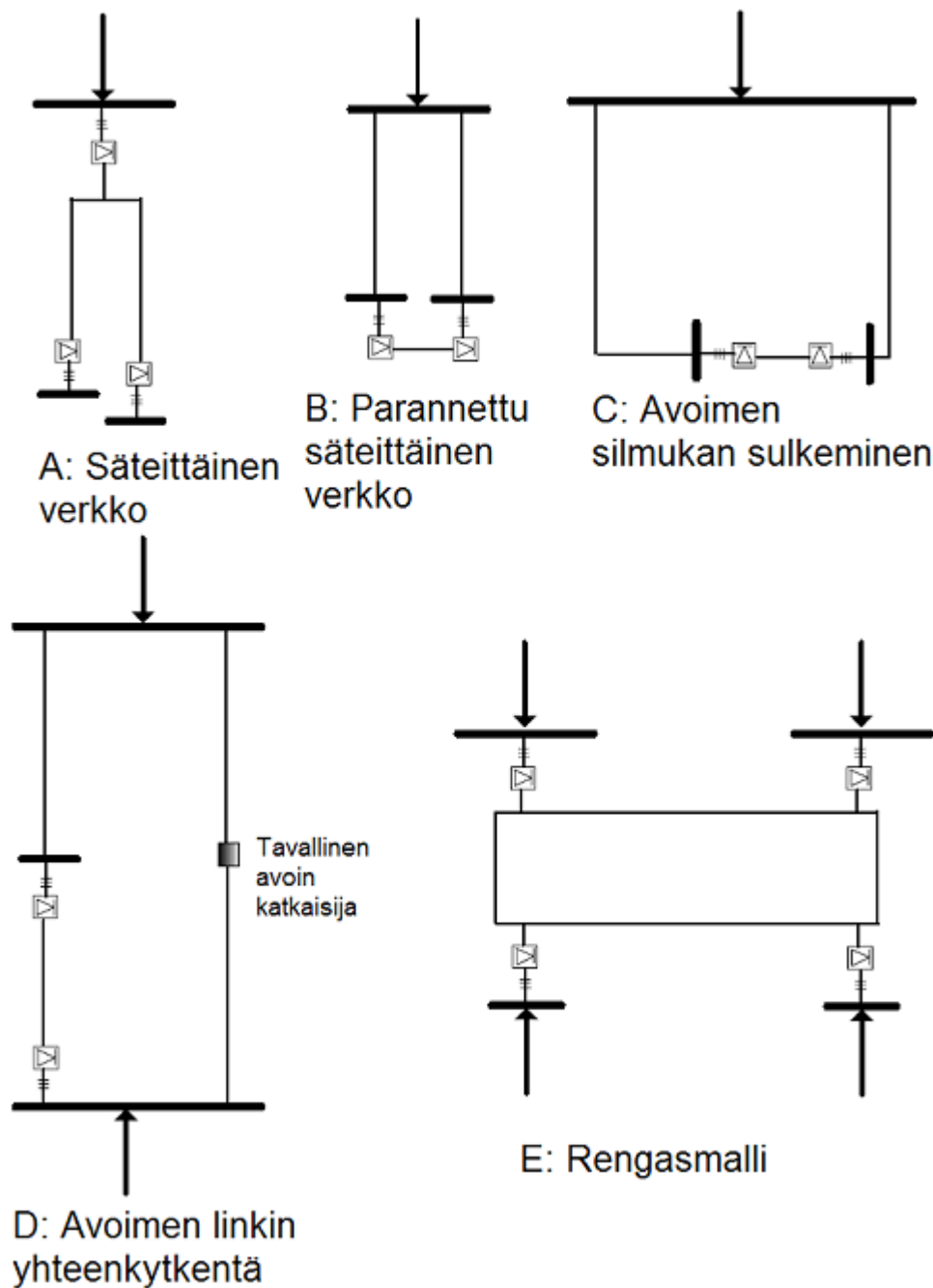
Tasasähköyhteyden aiheuttavat magneettikentät ovat staattisia, jolloin ne eivät voi indusoida virtoja ihmisvartaloon. Kun käytetään kahta lähekkäin olevaa kaapelia, joissa on vastakkainen polariteetti, voidaan resultantin magneettikentän arvo lisäksi pienentää hyvin pieneksi. Koska tasasähkökaapelissa on pienemmät häviöt ja vähemmän magneettikenttävaikutusta kuin vaihtosähkökaapelissa, on ehkä mahdollista käyttää yksinkertaisempia ja edullisempia asennustapoja. [46, 48]

Luomalla alueverkkoon HVDC-rengas kaupungin jakeluverkolle, voitaisiin tehoa säätää paremmin ja olemassa olevia jakeluverkkoja hyödyntää paremmin. Alueverkon DC-rengas, joka kulkisi jakeluverkon tärkeimpien kohtien läpi, voisi toimia ohjattuna reittinä jakeluverkon eri osien välillä. HVDC-muuttajat toimisivat loistehon tuottajina ja kuluttajina. Muuttajiin kytketyt jakelualueet voisivat olla yhteydessä myös jakelu- tai siirtoverkon kautta. Järjestelyä esittää kuva 28. [50]



Kuva 28. HVDC-rengas kaupungin alueverkossa. [50]

On mahdollista käyttää myös muunlaisia verkkotopologioita kaupunkiverkkoa syötettäessä. Ne muistuttavat suuresti niitä rakenteita, joita käytetään myös vaihtojännitteellä. Erilaisia vaihtoehtoja on esitetty kuvassa 29 [46].



Kuva 29. HVDC:tä käyttäviä kaupunkiverkon syöttötopologioita. [46]

Ruotsalaisessa lisensiaatintyössä tutkittiin HVDC-vaihtoehtoja erilaisissa verkon uudistamisratkaisuihin Ruotsissa ja Brasiliassa. Todettiin, että tutkituissa tapauksissa HVDC ei ole taloudellisesti kannattava ratkaisu, jos ainoa tavoite on oikosulkuvirtojen rajoittaminen. HVDC:llä voidaan kuitenkin saada operatiivisia hyötyjä, joista esimerkkinä on sellaisten yhteyksien tehon ohjaaminen, joita normaalisti joudutaan pitämään ylikuormitusriskin takia avoimina. Voimakkaasti silmukoidussa verkossa HVDC ei aiheuta merkittävää vikavirtojen pienentymistä vaiheenkäntömuuntajaan tai UPFC:hen verrattuna. Tämä johtuu siitä, että korvattaessa yksi vaihtosähköpiiri tasasähköyhteydellä, jää vikavirralla vielä rinnakkaisia reittejä. [46]

Samassa tutkimuksessa laskettiin siirtoetäisyyksiä, joilla tasasähkökaapeli tulisi halvemmaksi kuin vaihtosähkökaapeli, kun mukaan otetaan asennuskustannukset ja muuttaja-aseman hinta. Tarkastelut koskevat kaupunki- ja esikaupunkialueita. Lisäksi oli tehty toinen laskelma, jossa oli kapitalisoitu siirtohäviöt. Alhaisimmat saadut kriittiset etäisyydet olivat ilman häviöitä LCC:llä noin 40 km ja häviöt huomioon ottaen suunnilleen samaa luokkaa. VSC:llä kriittiset etäisyydet ovat suurempia. Tarkastelussa olevat tehot olivat luokkaa 500-1000 MVA. Jos oletetaan, että järjestelmässä tarvitaan nopeaa tehonsäätöä ja että ilman HVDC:tä jouduttaisiin tuplaamaan kapasiteetti, kannattavuusraja voi olla niinkin alhaalla kuin 20 km. [46]

Kaiken kaikkiaan HVDC-siirto kaupunkia syötettäessä on perusteltua vain, jos perinteisellä vaihtosähkötekniikalla on jyrkkiä rajoituksia, jotka vaativat huomattavia lisätoimenpiteitä. [46]

4.3 Siirtotehon ja oikosulkutehon ohjausmahdollisuudet

4.3.1 Yleistä

Yksinkertaistetussa tarkastelussa lyhyitä (alle 100 km) suurjännitejohtoja (110 kV ylöspäin) voidaan kuvata pelkällä sarjareaktanssilla. Kirjallisuudessa johdetaan kaavojen 21-23 mukaiset tehokulmayhtälöt pätö- ja loisteholle. [95]

$$P_1 = P_2 = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta \quad (21)$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta \quad (22)$$

$$Q_2 = \frac{U_2^2}{X} - \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta \quad (23)$$

Yhtälöissä

X on johdon reaktanssi

δ on johdon alku- ja loppupään välinen kulmaero

U_1 , P_1 , Q_1 ovat johdon alkupään jännite, pätöteho ja loisteho

U_2 , P_2 , Q_2 ovat johdon loppupään jännite, pätöteho ja loisteho

Siirtotehon ohjausmenetelmät ohjaavat tehoa vaikuttamalla yhteen tai useampaan tehokulmayhtälöiden muuttujista.

4.3.2 Verkon rakenne

Verkon rakenteella voidaan vaikuttaa suuresti siirrettyyn tehoon. Silmukoidussa verkossa kaikki verkon muutokset vaikuttavat kaikkiin solmuihin impedanssien muuttuessa. Avojohtojen korvaaminen

kaapeleilla laskee yleensä siirtoreittien impedansseja ja vaikuttaa siten sekä pätö- että loistehon siirtoon.

Yksi mahdollisuus tehonohjaukseen on verkon jakaminen osiin, jotka eivät normaalissa käyttötilanteessa ole yhteydessä toisiinsa. Jakamalla verkko kahteen osaan saadaan teho jakautumaan tasaisemmin eri osissa. Edellytyksenä on jaettavien palojen huolellinen määrittäminen. Jaetussa 110 kV verkossa yhteyksiä 400 kV tasoon on lisättävä, jotta käyttövarmuus säilyy riittävän korkeana. [53]

Verkon jakamisen etuna on vikavirtojen pienentyminen. Huonoina puolina ovat lisääntyneen käyttökeskeytysriskin lisäksi muun muassa häviöiden lisääntyminen, yliaaltojen lisääntyminen, jännitekuoppien suuruuden kasvaminen ja yleensäkin jännitteen laadun huononeminen lähdeimpedanssin kasvaessa. [54] Englantilaisessa tutkimuksessa [55] vertailtiin sarjareaktoreita, ls-rajoittimia, suprajohtavia vikavirran rajoittimia, kiinteän tilan vikavirran rajoittimia ja verkon jakamista osiin. Esimerkkinä tarkasteltiin tilannetta, jossa 33 kV verkosta syötetään alun perin silmukoitua 11 kV verkkoa kahden muuntajan kautta. Todettiin, että vaihtoehdoista verkon jakamisella osiin olisi suurin potentiaali vikavirran rajoittamiseen lyhyellä aikavälillä. Ratkaisun etuina pidettiin muun muassa alhaista hintaa ja vikavirtojen suuruuden merkittävää pienentymistä.

Hollannissa on käytetty ratkaisua, jossa vikavirtojen rajoittamiseen käytetään ls-rajoittimia ja verkko jaetaan osiin vain vian sattuessa. Tämä vaatii uusia suojausasetuksia ja kytkentäsekvenssejä. [92]

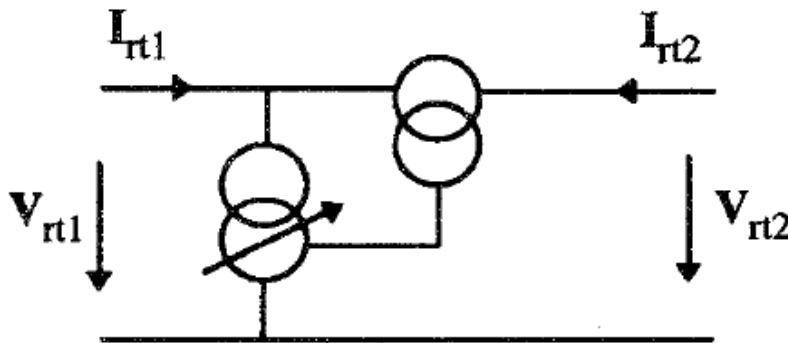
Sekventaalinen kytkentä on vikavirran rajoitustapa, jossa useat vikavirtaa syöttävät lähteet erotetaan ennen vian korjaamista. Tähän liittyy turvallisuusriski, koska sekvenssi ei ehkä onnistu estämään katkaisijan avautumista ennen kuin vikavirta on pienentynyt riittävästi. Toinen ongelma on lisääntynyt monimutkaisuus ja riippuvuus tieto- ja viestintäteknologiasta, varsinkin jos toimenpiteeseen liittyy useilla eri alueilla sijaitsevia laitteita. Suojauksen aikaviiveen toteuttamiseen liittyy myös teknisiä ongelmia. [92]

4.3.3 Säättömuuntajat

Säättömuuntaja on yleisnimitys muuntajille, jotka sisältävät säätökäämin. Säättömuuntaja voi olla jänniteregulaattorityyppinen tai vaihekulmaregulaattorityyppinen. Jänniteregulaattori injektioi sarjakompensointijännitteen samassa vaiheessa tai 180 asteen vaihesiirrossa järjestelmän jännitteeseen nähden, ja tavoitteena on jännitteen suuruuden muuttaminen. Vaihekulmaregulaattori sen sijaan injektioi sarjakompensointijännitteen, joka on 90 asteen vaihesiirrossa järjestelmän jännitteeseen nähden. Näin järjestelmän jännitteen vaihekulmaa saadaan säädettyä. [56]

Säättömuuntaja koostuu sarjayksiköstä ja rinnakkaisyksiköstä kuvan 30 mukaisesti. Rinnakkaisyksikkö muistuttaa tavallista jännitettä alentavaa tehomuuntajaa, jossa on kolmiokytkentäinen ensiö ja kaksi käämikytkimellä varustettua toisiokäämitystä. Erityisesti järjestetty toisiokäämien kytkentä pystyy tuottamaan kolmivaiheisia jännitteitä, joilla on ohjattava suuruus ja vaihekulma, hyödyntämällä jommankumman

toisiokäämin kytkimiä. Rinnakkaisjärjestelmän ulostulo syötetään sarjayksikköön, joka injektioi jännitteen siirtojärjestelmään. Siirtojärjestelmän tehonjakoa voidaan ohjata valitsemalla rinnakkaisyksikössä sopiva käämikytkimen asento. [57]



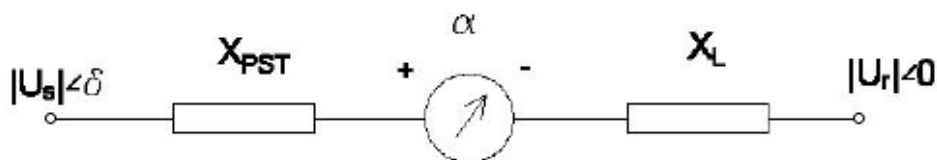
Kuva 30. Säätömuuntajan periaatteellinen rakenne. [57]

Niitä säätömuuntajia, jotka ohjaavat jännitteen vaihekulmaa, kutsutaan vaiheensiirtomuuntajiksi (PST, phase shifting transformer tai phase angle regulator). Vaiheensiirtomuuntaja tuottaa vaihekulmaeron sisäänmenon ja ulostulon välillä. Niitä käytetään pääasiassa tehonjaon ohjaamiseen suurissa voimajärjestelmissä, jossa on useita johtoja rinnakkain. Normaalisti teho pyrkii kulkemaan pienimmän impedanssin kautta, mutta se ei välttämättä ole haluttu reitti. Vaiheensiirtomuuntajan avulla reittiä voidaan muuttaa. Ratkaisua käytetään erityisesti silloin, kun tehonjakoa ei tarvitse muuttaa nopeasti. [46, 58]

PST tarvitsee tasapainoisen kolmivaihejärjestelmän, jossa tehoa otetaan yhdestä tai kahdesta vaiheesta ja siirretään kolmanteen. Samanlainen tehonsiirto tehdään kaikille kolmelle vaiheelle. PST:ssä on kaksi erillistä muuntajayksikköä. Tehoa ottavaa yksikköä kutsutaan magnetointimuuntajaksi ja tehoa antavaa nostajamuuntajaksi (booster). Näillä muuntajilla on useita erilaisia rakenteita. [46]

Coloradossa on asennettu jo 1990-luvun alussa 4 kpl 345 kV, 300 MVA vaiheenkääntömuuntajia. 400 kV 1630 MVA vaiheenkääntömuuntaja on saatavissa ABB:ltä. [46, 58]

PST voidaan mallintaa reaktanssina, jonka kanssa sarjassa on vaihesiirto kuvan 31 mukaisesti. Muuntajan tuottama vaihesiirto lisätään järjestelmän vaihekulmaan. [59]



Kuva 31. Vaiheensiirtomuuntajan kuvaaminen verkkomallissa. [59]

Säätömuuntajilla on seuraavia hyötyjä ja sovellusalueita: [60]

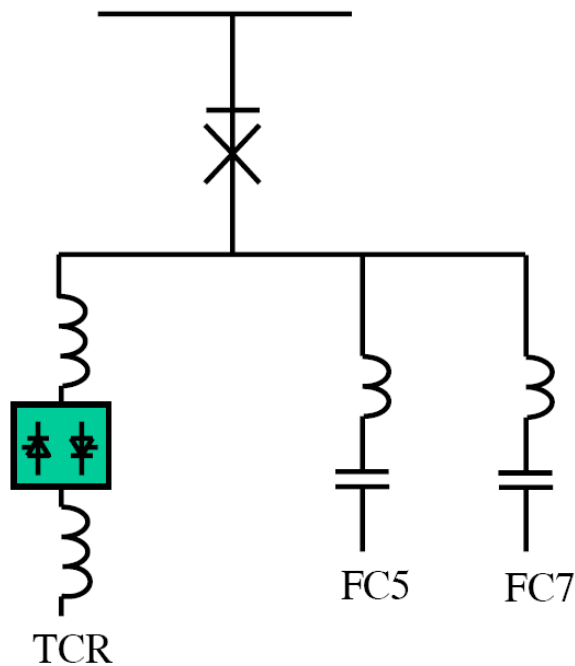
- Kiertävien virtojen eliminointi tai pienentäminen
- Estetään ei-toivottu loistehon siirto
- Minimoidaan häviöt rinnakkaisilla siirtoreiteillä, kun jännitetasot ja/tai johtojen pituudet poikkeavat toisistaan
- Energian siirron siirtäminen ylemmille jännitetasoille, jotka ovat usein alikäytettyjä ja joilla häviöt ovat pienemmät
- Tehovirtojen uudelleenohjaaminen raskaasti kuormitetuissa verkoissa
- Energian siirto tiettyjä sopimuksen mukaisia reittejä pitkin siten, että vieraita verkkoja ei kuormiteta ollenkaan tai niitä kuormitetaan mahdollisimman vähän
- Suurempi luotettavuus sähkön toimitukselle sekä parannettu sähkötehon jakelu
- Erittäin robustit FACTS-laitteet, kun käytetään yhdessä reaktoreiden ja kondensaattorien kanssa.

4.3.4 FACTS

FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) on vaihtosähköjärjestelmä, joka käyttää tehoelektroniikkapohjaisia ja muita staattisia ohjaimia parantamaan ohjattavuutta ja lisäämään tehonsiirtokykyä. Niiden avulla voidaan paremmin hyödyntää olemassa olevia siirtojohtoja, lisätä siirtojärjestelmän luotettavuutta, transienttista ja dynaamista stabiiliutta ja parantaa toimituksen laatua. Niitä käytetään loistehon kompensoinnissa ja jännitteen vaihekulman säädössä. [46]

Loistehon kompensointiin voidaan käyttää SVC:tä (Static VAR Compensator) ja STATCOM:ia (Static Synchronous Compensator).

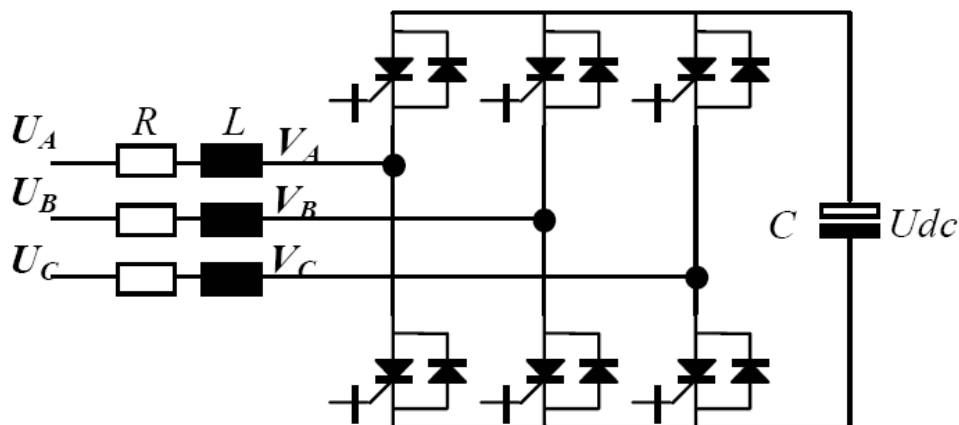
SVC on 1970-luvulla kehitetty FACTS-laite, jota on käytetty dynaamisten jänniteongelmien ratkaisemiseen. Normaalisti sitä käytetään pitämään siirtojärjestelmän jännite referenssiarvossaan. Sen lisäksi sitä käytetään transienttistabiiliuden ja dynaamisen stabiiliuden parantamiseen. SVC:tä käytetään myös kuormien kompensointiin suurissa sovelluksissa, kuten valokaariuuneissa. SVC:llä on monta erilaista konfiguraatiota, mutta yleisimmät ovat yhdistelmiä seuraavista laitteista: TSR (Thyristor Switched Reactor), TSC (Thyristor Switched Capacitor), ja TCR (Thyristor Controlled Reactor). Tyypillisin konfiguraatio on rinnankytketty laite, jossa on kaksi haaraa - TSC ja TCR. Kuvassa 32 on esitetty tällainen SVC. Haarojen reaktansseja säätämällä voidaan määrittää laitteen syöttämä tai kuluttama loisteho. [46, 50, 62, 63]



Kuva 32. SVC, joka koostuu TSC:stä ja TCR:stä. [61]

TSC ja TCR voidaan kytkeä suoraan vaihtosähköjärjestelmään noin 20 kV jännitteeseen asti. Suuremmilla jännitteillä väliin tarvitaan muuntaja. Tyristorin koosta riippuen kompensointikyky on pienillä teollisuuskäyttöisillä SVC:illä noin +6 MVar:ista -12 MVar:iin ja +150:stä -75 MVar:iin suuremmilla siirtojärjestelmille tarkoiteuilla SVC:illä. Virtakestoisuus on 4000 ampeeriin asti. San Franciscossa suunnitellaan -100/+240 MVar SVC:tä 115 kV kytinkentälle. [49, 64]

STATCOM on pyörivän tahtikompensaattorin elektroninen vastine. VSC:n ulostulojännitettä muuttamalla voidaan säätää loistehosiirtoa STATCOMin ja vaihtosähköjärjestelmän välillä. Tavalliseen SVC:hen nähden STATCOMin etuja ovat tilansäästö, luontainen kyky kompensoida järjestelmän jännitteet jopa ilman ohjausta, vasteen nopeus (dynaaminen suorituskky), parantunut harmoninen suorituskky ja lisääntynyt loistehon tuotantokky alhaisilla jännitteillä. Näitä laitteita on käytetty maailmalla muun muassa jännitteen välkyntä-ongelmien korjaamiseen. STATCOMin etuja ovat nopea reagointi järjestelmän häiriöihin ja sileä jännitteensäätö monenlaisissa käyttöolosuhteissa. Kuvassa 33 on STATCOMin perusrakenne, joka sisältää VSC:n. [46, 65]

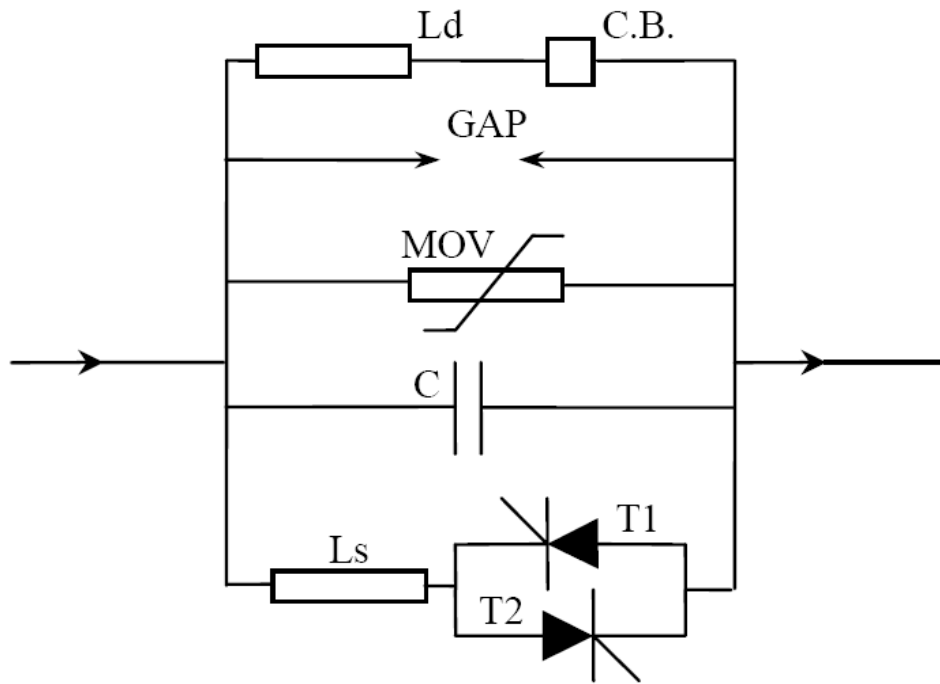


Kuva 33. STATCOMin rakenne. [66]

Erityistä jännitetasoa ei ole, koska STATCOM voidaan liittää muuntajan kautta. Teholuokituksia on 1 MW:stä yli 100 MW asti. USA:ssa Vermontissa on käytössä STATCOM, jonka nimelliskapasiteetti on 133/-41 MVA 115 kV jännitteellä. Vermontissa STATCOMin pääkäyttötarkoitus on dynaaminen loistehon kompensointi, jota tarvitaan nopeaan jännitetukeen kriittisten häiriöiden aikana. [46, 67, 68]

Sarjakompensointiin voidaan käyttää tyristoriohjattua sarjakondensaattoria (TCSC, Thyristor Controlled Series Compensator/Capacitor), joka on yksi ensimmäisistä ja suosituimmista FACTS-laitteista. Kompensointiastetta säädetään muuttamalla sarjaan kytkettyjen kondensaattoriyksiköiden määrää. Vielä parempi sarjakompensointijärjestelmä saadaan, kun kondensaattorin rinnalle asennetaan tyristorilla ohjattava reaktori. Säädettyä kapasitiivista sarjakompensointia käytetään pysyvän tilan tehonjaon ohjaamiseen, rinnakkaisten johtojen tehonjaon tasoittamiseen ja transienttistabiiliuden sekä dynaamisen stabiiliuden parantamiseen. Lisäksi siirtokapasiteetti kasvaa ja häviöt pienenevät. On esitetty, että laitetta voitaisiin käyttää myös jakeluverkossa vikavirran rajoittimena. [46, 69]

TCSC:n osat ovat itse kondensaattori, ohitusinduktanssi, kaksisuuntainen tyristori ja sinkkioksidijänniterajoitin. Rakenne voi olla myös hieman tästä poikkeava. Kuva 34 esittää sinkkioksidijänniterajoittimella varustettua TCSC:tä. [70]

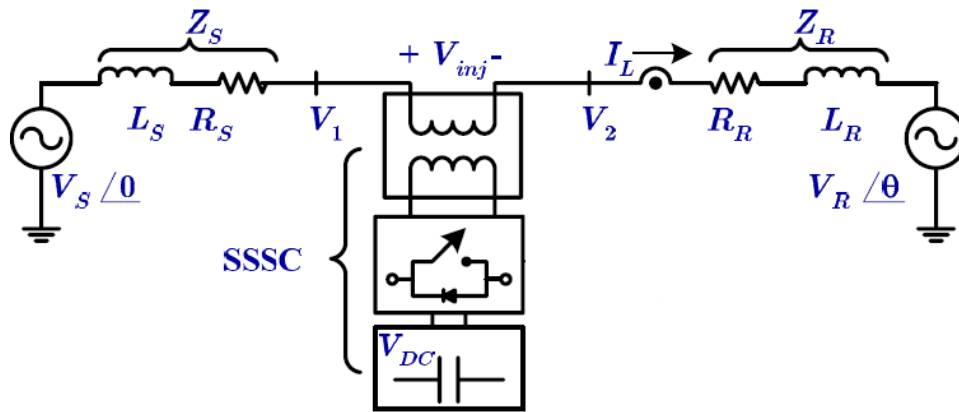


Kuva 34. Sinkkioksidisuojaalla varustettu TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor). [70]

TCSC:n kehittyneempi muoto on GCSC (Gate Controlled Series Capacitor). Siinä käytetään tyristorin sijasta hilalta sammutettavaa komponenttia, kuten GTO, IGCT tai IGBT. Tällä tavalla saavutetaan pienempi virta ja voidaan käyttää pienempää kondensaattoria. [71]

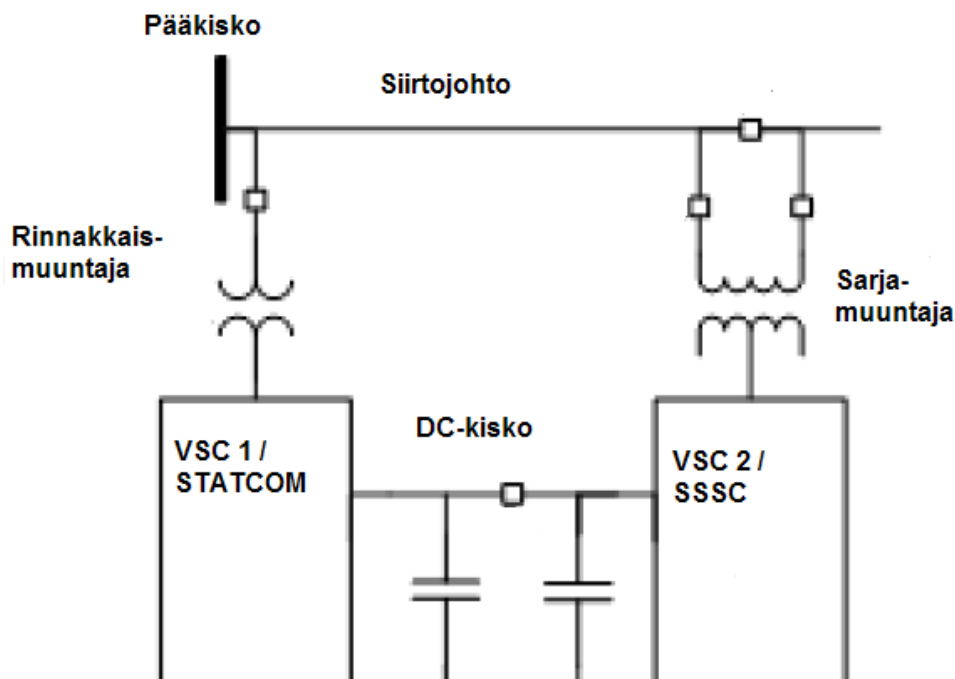
SSSC (Static Synchronous Series Compensator) on VSC:hen perustuva sarjaankytkettävä FACTS-laite. Erona TCSC:hen on se, että käytetään VSC:tä tyristorien sijaan. Sillä voidaan optimoida tehonjakoa, kompensoida loistehoa ja parantaa voimajärjestelmän (transientti-) stabiiliutta säätämällä nopeasti johdon impedanssia. Tavoitteena on läpi kulkevan pätötehon säätö. Sopivalla ohjaustavalla voidaan myös lieventää aliharmonista resonanssia, joka voi syntyä lämpövoimalan generaattorin ja siihen liittyvän sarjakompensoidun sähköjärjestelmän välille. [72, 73]

SSSC koostuu kolmesta pääosasta: DC-kiskosta, vaihtosuuntaajasta ja injektio muuntajasta. Kuva 35 esittää SSSC:tä ja sen kytkentää sähköverkkoon. [74]



Kuva 35. SSSC (Static Synchronous Series Compensator). [74]

Yhdistämällä STATCOM ja SSSC saadaan UPFC (Unified Power Flow Controller). Laite on verrattavissa vaiheenkääntömuuntajan ja SVC:n yhdistelmään. UPFC koostuu kahdesta itsekommutoivasta VSC:stä, jotka on yhdistetty DC-linkin kautta. Yksi muuttaja on rinnankytketty ja toinen on sarjassa vaihtosähköjohdon kanssa. UPFC voi ohjata erikseen siirrettävää pätö- ja loistehoa, sekä samalla vaihtosähkökiskon jännitettä kohdassa, johon rinnakkaismuuttaja on kytketty. Laitteella voidaan toteuttaa vaiheensiirto tai sitä voidaan käyttää säädettävänä impedanssina. Kuva 36 esittää tyypillistä UPFC-rakennetta. [46, 75]



Kuva 36. UPFC:n periaatteellinen rakenne. [76]

Perinteisen vaiheenkääntömuuntajan heikkoja puolia ovat korkea sarjaimpedanssi ja mekaanisista käämikytkimistä johtuva säädön hitaus. Muuntajasta ei siis ole mitään hyötyä järjestelmän dynaamisessa ohjauksessa. Suuri impedanssi aiheuttaa suuren loistehon kulutuksen suurilla siirtomäärillä. UPFC:n käyttö sen sijaan pienentää johdon

häviöitä, eikä vaadi loistehon kompensointia. UPFC voi toimia myös STATCOMina tai SSSC:nä. Verkon toimintatila voi kuitenkin asettaa joitakin rajoituksia UPFC:n toiminnalle. [75, 46]

Koreassa on otettu vuonna 2003 käyttöön UPFC, jossa on 40 MVA rinnakkaisinvertteri ja 40 MVA sarjainvertteri. Teknisiä ongelmia on ollut jonkin verran. [77, 78]

Seuraavissa tilanteissa voisi olla hyödyllistä käyttää tehoelektroniikkaa: [50]

- Tilarajoitukset tiiviisti rakennetuilla alueilla
- Alhainen vikavirtataso, joka johtaa huonoon sähkön laatuun, kuten jännitevaihteluihin (esimerkiksi tuulivoimalasovellukset, pienet vesivoimalat ja aurinkopaneelit)
- Korkea tai kasvava vikavirtataso, jonka arvellaan ylittävän nykyisen aseman kestoisuuden

Tärkeimmät tehoelektroniikan tarjoamat edut ovat: [50]

- Voidaan säätää nopeasti sekä pätö- että loistehoa
- Helppo säätö markkinasovelluksissa
- Voidaan yhdistää heikot verkot ilman, että sähkön toimituksen laatu heikkenee
- Taloudellinen ratkaisu, kun laitos asennetaan ympäristön kannalta herkälle tai ahtaalle alueelle
- Modulaarinen rakenne helpottaa kokoamista ja mahdollistaa uudelleensijoituksen

Tehoelektroniikkaa käytettäessä selvitettäviä asioita ovat henkilöstön koulutus, ohjauksen ja suojauksen koordinointi, käyttö- ja huoltovaatimukset sekä konvertterien asetukset. [50]

Komponenttien, muuttajatomologioiden ja sovellusten kehittyessä tehoelektroniikasta voi tulla entistä houkuttelevampi vaihtoehto jakeluverkon kehittämisessä. Uusia piipohjaisia komponentteja ovat MOS Turn Off Thyristor (MOT), Emitter Turn-Off Thyristor (ETO), Integrated Gate Commutated Thyristor (IGCT) ja MOS Controlled Thyristor (MCT). Näissä kaikissa on nopea sammutuskyky ja pienet kytkemishäviöt. Uusien, tehokkaampien puolijohdekomponenttien kehittäminen saattaisi alentaa FACTS-laitteiden hintaa. Monitasoiset topologiat voisivat mahdollistaa käytön suurilla jännitteillä ilman konvertterimuuntajia. [50]

4.3.5 Virtarajoittimet

Vikavirtaa rajoittavat toimenpiteet jaotellaan aktiivisiin ja passiivisiin. Passiiviset toimenpiteet lisäävät lähdeimpedanssia sekä normaaleissa että vikatilanteissa, kun taas aktiiviset toimenpiteet kasvattavat impedanssia nopeasti vain vikatilanteessa. Passiivisia toimenpiteitä ovat

verkon jakaminen osiin, kiskojen jakaminen, uusien jännitetasojen käyttöönotto, korkean oikosulkuimpedanssin muuntajat ja vikavirtaa rajoittavat reaktorit. Aktiivisia toimenpiteitä ovat korkean jännitteen sulakkeet, tehoelektroniikka, valokaarenhallintatekniikat, nopeasta kytkimestä ja rinnankytketystä sulakkeesta muodostuvat IS-rajoittimet ja uusina menetelminä muun muassa suprajohteisiin perustuvat vikavirran rajoittimet, PTC-vastukset, nestemäisen metallin vikavirtarajoitin ja sähkömagneettisiin voimiin perustuva FCL. On myös mahdollista käyttää eri tekniikoiden yhdistelmiä. [79, 80]

Yleensä vikavirran rajoittimella (FCL, Fault Current Limiter) tarkoitetaan jotain edellä mainituista aktiivisista toimenpiteistä. Yhden määritelmän mukaan FCL on muuttuvaimpedanssin laite, joka kytketään sarjaan katkaisijan kanssa virran rajoittamiseksi vikatilanteessa. Impedanssin pitäisi olla pieni normaalissa käytössä ja suuri vikatilanteessa. Vikavirran rajoittimen avulla voitaisiin käyttää katkaisukyvyltään pienempää katkaisijaa. [79, 80]

Vikavirtarajoittimen ansiosta laitteet voivat pysyä toiminnassa, vaikka tuleva vikavirta ylittäisi nimellisen huipun ja lyhytkestoisen virtakestoisuuden tai katkaisijoiden tapauksessa sen nimellisen oikosulun kytkentä- ja katkaisuvirran. Tällöin voidaan välttyä laitteiden uusimiselta tai se voidaan siirtää myöhempään ajankohtaan. [80]

Sarjareaktorit ohjaavat tehonjakoa tasaamalla impedanssin rinnakkaisten haarojen välillä. Joskus ne voivat aiheuttaa järjestelmään muita ongelmia. Ne vaikuttavat järjestelmän kokonaisimpedanssiin, mikä tekee järjestelmästä vaikeamman suojata ja vaikeuttavat myös tehonsiirtoa järjestelmän osasta toiseen. Sarjareaktorit ovat myös edullisin tapa rajoittaa vikavirtoja verkossa. Ratkaisuun yhdistetään usein kiskojen jakaminen asemilla. Vikavirtaa rajoittavat reaktorit ovat ilmasydämiä, koska reaktanssin pitää pysyä vakiona vian aikana. Niitä on saatavilla ainakin 4000 A / 400 kV asti. [80]

Resonanssilinkissä sarjareaktanssi eliminoidaan sarjakondensaattorilla, jonka kanssa rinnan on normaalitilassa ei-aktiivinen epälineaarinen kuristin. Kun reaktori kyllästyy, kytkennän impedanssi kasvaa ja vikavirta rajoittuu. Korkean hinnan ja tilantarpeen vuoksi käyttö on ollut vähäistä. Resonanssilinkkejä on saatavilla ainakin 145 kV / 1300 A asti. [80]

TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator) koostuu sarjakondensaattorista ja sen kanssa rinnankytketystä tyristoriohjatusta reaktorista. Vain sattuessa tyristorin ohjauskulmaa säädetään niin, että reaktanssi on induktiivinen, jolloin se rajoittaa vikavirtaa. USA:ssa on tehty 230 kV, 330 MVar asennus. Kuva 34 esittää TCSC:tä. [80]

Suprajohtavat vikavirran rajoittimet perustuvat siihen, että virrantiheyden kasvaessa suprajohteen nolaresistanssi muuttuu äärelliseksi resistanssiksi. Jäähdytystarve on menetelmän heikkoutena. Nämä rajoittimet ovat vasta prototyyppitasolla. [80]

PTC-vastukseen (Positive Temperature Coefficient) perustuva vikavirran rajoitin koostuu virtaa rajoittavasta elementistä ja sarjakytketystä kuormakytkimestä. Virtaa rajoittavan elementtinä käytetään erilaisia polymeerikomposiittimateriaaleja. Näillä materiaaleilla on alhainen

resistiivisyys alhaisessa lämpötilassa ja erittäin korkea resistiivisyys korkeassa lämpötilassa. Vikavirta lämmittää vastusta. Resistanssin kasvaessa vikavirta ensin rajoittuu ja sitten katkeaa kokonaan. PTC-vastus kestää myös palaavaa jännitettä pitkän ajan. 10 A, 12 kV prototyyppi on tehty. Oletettavasti sovellukset rajoittuisivat keskijännitteelle. [80]

Korkeajännitteiset sulakkeet ja IS-rajoittimet soveltuvat suurimmillaan noin 36 kV jännitetasolle. Sähkömagneettisiin voimiin perustuvasta rajoittimesta on olemassa 400 A, 7,2 kV prototyyppi. [80]

Nestemäiseen metalliin perustuvia vikavirran rajoittimia ei ole vielä olemassa edes prototyyppinä. Sovellukset rajoittuisivat luultavasti noin 12 kV jännitetasolle, joskin virrat voisivat olla tuhansia ampeereita. [80]

Yleisesti ottaen vikavirran rajoittimina käytetään yleensä perinteisiä ratkaisuja, eikä uusia innovaatioita ole otettu laajasti käyttöön. Reaktorit, korkean jännitteen sulakkeet ja pyrotekniset vikavirran rajoittimet ovat yleisesti käytettyjä ratkaisuja. [80]

Mahdollisia sijoitusratkaisuja on FCL:n lisääminen kahden keskijänniteaseman väliin, jolloin vältetään kahden erillisen vikavirtarajoitusjärjestelmän rakentamiselta. Toinen vaihtoehto on asentaa FCL:t keskijännitekiskoja syöttäville haaroille. Kolmas vaihtoehto on FCL:ien asentaminen keskijännitekiskoista lähteviin haaroihin. Kaikissa tapauksissa FCL voidaan asentaa reaktorin rinnalle, jolloin reaktorin käyttöön liittyvistä ongelmista päästään eroon. [80]

4.4 Tuotantomuodot ja tuotannon liityntätavat

4.4.1 Lämpövoima

Suurin osa sähköstä maailmalla tuotetaan lämpövoimalla. Lämpövoimaloissa käytetään polttoaineena muun muassa kivihiiltä, turvetta, puu- ja peltobiomassaa sekä maakaasua. [81]

Lämpövoima voidaan jakaa lauhdevoimaan sekä sähkön ja lämmön yhteistuotantoon (CHP, combined heat & power). Lauhevoimalaitos voidaan rakentaa peruskuormalaitokseksi (vuotuinen käyttöaika noin 7000 h) tai ns. välikuormalaitokseksi (käyttöaika 2000-6000 h). Yleensä sähkön tuotanto lauhdevoimalla on hyötysuhteeltaan huono prosessi. Tyypillisesti hyötysuhde on 30 % luokkaa, vaikkakin jotkin uudet voimalat voivat saavuttaa lähes 60 % hyötysuhteen. Hukkaan mennyt energia muuttuu lämmöksi, joka siirretään ilmaan tai lauhdeveteen. CHP-laitoksilla tuotettua lämpöä hyödynnetään prosessihöyrynä ja kaukolämpönä. Tällöin kokonaishyötysuhde voi olla jopa 90 %. [81, 82, 95]

CHP-tuotantolaitoksen kannattavuus edellyttää, että tuotettu lämpö voidaan käyttää voimalaitoksen lähellä. Suurten keskitettyjen voimalaitosten, joiden sijoittelu on valittu siirtoverkon vaatimusten mukaisesti, kohdalla näin ei useinkaan ole. CHP on kannattavampaa silloin, kun tuotanto jaetaan pienempiin osiin, jotka sijaitseva lähellä kulutusta. Suomi ja Helsingin Energia ovat olleet CHP-tuotannon edelläkävijöitä. CHP:n käyttö on hyvin kannattavaa talviaikaan, mutta

kesällä, kun lämpökuormaa ei ole, ovat laitokset usein poissa käytöstä. Tämä on otettava huomioon sähköverkon mitoituksessa. [82]

4.4.2 Ydinvoima

Ydinvoimassa atomiytimien sidosenergiaa saadaan käyttöön halkaisemalla raskaita atomiytimiä tai yhdistämällä kevyitä atomiytimiä. Ensin mainittua prosessia kutsutaan fissioksi ja siinä halkeavina ytiminä ovat uraanin ja plutoniumin tietyt isotoopit. Jälkimmäinen prosessi on nimeltään fuusio, ja siinä yhdistyvinä ytiminä ovat vedyn tavallista raskaammat isotoopit deuterium ja tritium. Tällä hetkellä ainoastaan fissio on käytössä energian tuotannossa. [83]

Ydinvoimala muistuttaa suuresti tavallista höyrykattilavoimalaitosta, jossa kattilan korvaa ydinreaktori. Ydinvoima lasketaankin joissakin yhteyksissä lämpövoimaksi. Suomen ydinvoimalat Loviisassa ja Olkiluodossa ovat lauhdevoimalaitoksia. Ydinvoimaloita käytetään tyypillisesti tasaisesti täydellä teholla huoltoja lukuun ottamatta. Sähköverkon kannalta tuotantoprofiiliin voidaan siis katsoa olevan tasainen ympäri vuoden. [83]

4.4.3 Vesivoima

Vesivoima on maailman vanhin uusiutuva energianlähde. Vesivoimalaitoksissa tuotetaan energiaa hyödyntämällä kahden eri vesitason välistä korkeuseroa. Vesi virtaa alas turbiinin kautta. Turbiini pyörittää generaattoria, joka muuttaa veden liike-energian sähköksi. [82, 84]

Talvella sähkönkulutus on suurimmillaan, mutta vettä virtaa luonnontilaisissa vesistöissä vähän. Vesistöjä säännöstelemällä sähköntuotantoa voidaan siirtää kulutusta vastaaviin aikoihin, mikä yhdessä vesivoiman nopean ja helpon säädettävyyden ansiosta tekee vesivoimasta erinomaista säätövoimaa. Sähkönkäytön nopeat muutokset hoidetaan pääosin vesivoimalla. [84]

Vesivoiman rooli säätövoimana korostuu kuivina vuosina. Sähkön kulutuksen kasvun myötä myös säätövoiman tarve lisääntyy. Vesivoimalaitoksia voidaan käynnistää, säätää ja pysäyttää muita voimalaitoksia nopeammin. Kuivina vuosina täytyy varautua siihen, että osa tuotannosta joudutaan korvaamaan kalliimmalla lämpövoimalla. [84, 95]

Sopivat vesivoiman tuotantopaikat ovat usein kaukana sähkön kulutuskohteista, mikä vaatii laajoja siirtoverkkovahvistuksia. Monesti sähkönsiirtoverkot ovatkin sähkön käytön alkuaikoina muotoutuneet vesivoiman sijaintikohteiden pohjalta. [82]

Helsingissä on käytössä vuonna 1876 turbiinipumppulaitokseksi valmistunut Vanhankaupungin vesivoimalaitos. Laitos tuottaa sähköä keskimäärin 500 MWh vuodessa. Lisäksi Helsingin Energia omistaa Kymijoen varrella sijaitsevia vesivoimalaitoksia.

4.4.4 Tuulivoima

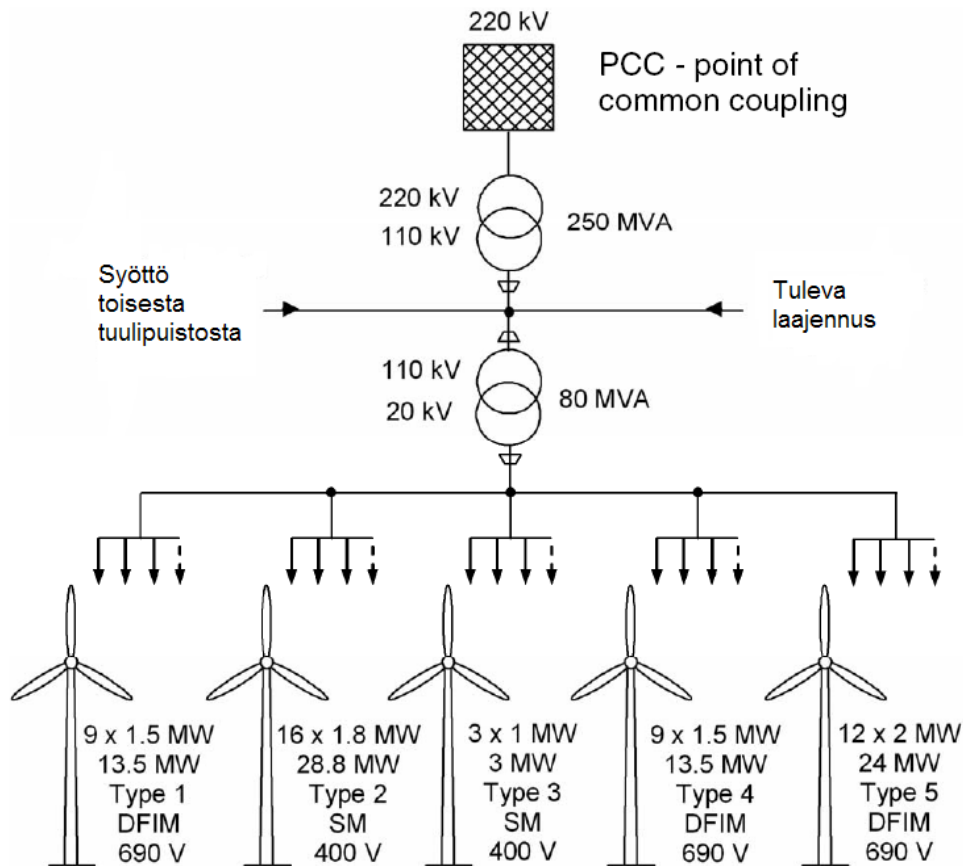
Tuuli on ilmamassojen liikettä korkean paineen alueelta matalan paineen alueelle. Tuulen liike-energia voidaan muuntaa pyörimisliikkeeksi ja edelleen sähköksi generaattorissa. Tuulta kerätään roottorin avulla, jossa on kaksi tai kolme aerodynaamisesti muotoiltua lapaa. Ilman virtaus lavan ympärillä saa aikaan nostevoiman, joka pyörittää roottoria. [83, 84]

Tuulivoima poikkeaa perinteisestä sähköntuotannosta lähinnä sen tuotannon ajallisen vaihtelun vuoksi. Tuulisähkön tuotanto vaihtelee päivittäin tuulisuuden mukaan. Tuulienergian suuruus on verrannollinen tuulen nopeuden kolmanteen potenssiin. Tuulivoiman tuotannon vaihdellessa sähköverkon stabiilius on hoidettava säätämällä muiden voimalaitosten tehoa. Tuulivoiman määrää voi rajoittaa kantaverkon hyväksymä tuulivoiman määrä. Tanskassa on osoitettu, että 20 % sähköstä voidaan tuottaa tuulivoimalla ilman, että verkon toiminta häiriintyy vakavasti. [82, 84]

Sähköverkon mitoituksen kannalta pitäisi tietää, kuinka paljon tuulivoimasta on käytettävissä huippukulutuksen aikana. Perinteisesti tuulivoimatuotannon tehoa ei ole huomioitu laskettaessa joka hetki käytössä olevaa maksimituotantokykyä. Erään selvityksen mukaan 90 % todennäköisyydellä tuulivoimakapasiteetista on käytettävissä läpi vuoden 2 % Tanskassa ja 6 % koko Pohjoismaissa. [85]

Jotta tuulesta saataisiin mahdollisimman paljon hyötyä, tuulivoimalat yleensä asennetaan ryhmissä, joihin kuuluu muutamasta useaan sataan turbiinia. Näitä ryhmiä kutsutaan tuulipuistoiksi. Tuulipuiston tuulen vaihtelusta johtuvat tehovaihtelut tasoittuvat verrattuna yksittäiseen tuulivoimalaan johtuen puistossa olevien voimaloiden sijoittumisesta laajemmalle alueelle. [82, 85]

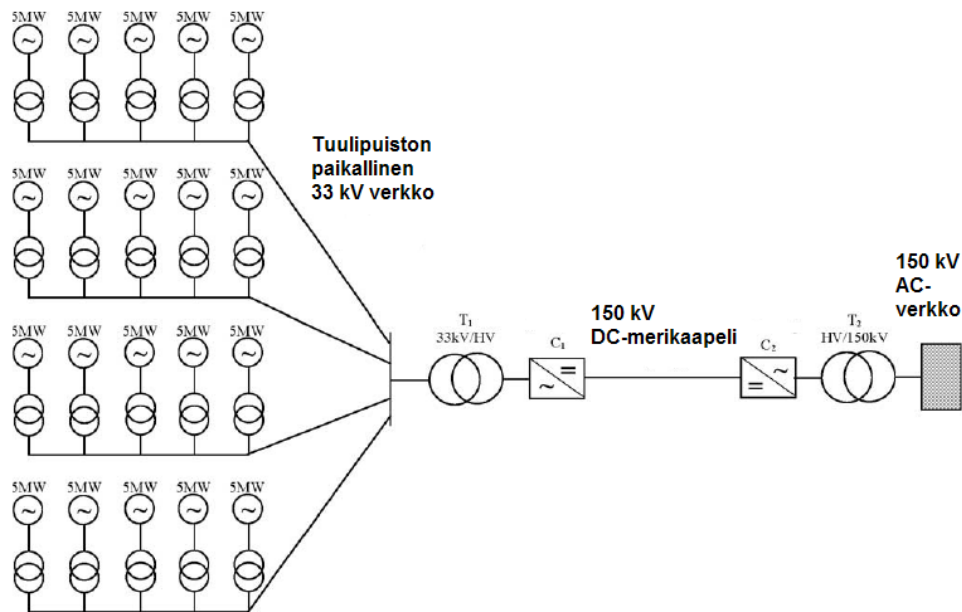
Suurin osa tällä hetkellä asennetuista tuuliturbiineista toimii pienjännitetasolla 400 V tai 690 V. Suuria keskijännitegeneraattoreita, joiden teho on 5 MW ylöspäin, on vain prototyyppinä tai yksittäisissä asennuksissa. Generaattorimuuntajalla jännite nostetaan 20-36 kV tasolle, jolla voimaloiden teho siirretään kokoojakiskolle. Kuva 37 esittää erään tuulipuiston rakennetta. Matalan jännitteen generaattorit liitetään muuntajilla 20 kV verkkoon tuulipuiston sisäistä siirtoa varten. Siirto 20 kV / 110 kV muuntoasemalle toteutetaan keskijännitekaapeleilla. Usein tuulipuistot 100 MW kokoluokkaan asti liitetään 110 kV verkkoon. Sitä suuremmat puistot voidaan liittää 220 kV tai vielä suuremmille jännitteille, jos verkon rakenne sallii tämän. [86, 85]



Kuva 37. Tuulipuiston verkkoonliitäntä. [86]

Yksi suurimmista tuulivoiman käytön rajoitteista on maankäytön rajoitukset. Muun muassa tästä syystä on rakennettu ja suunnitellaan yhä enemmän rakennettaviksi merituulipuistoja. Koska kantaverkko rannan lähellä ei välttämättä ole kovin vahva, voidaan suuren merituulipuiston rakentamisen yhteydessä joutua tekemään siirtoverkkovahvistuksia, mikä lisää hankkeen hintaa. [82]

Suurissa merituulipuistoissa on joskus muuntoasema merellä. Suurilla tehoilla ja siirtoetäisyyksillä voisi olla kannattavaa toteuttaa yhteys merituulipuistosta verkkoon tasasähkökaapelin avulla kuvan 38 mukaisesti. Saavutettavia etuja olisivat muun muassa merkittävästi vähäisempi oikosulkuvirtojen syöttö verkkoon sekä mahdollisuus säätää pätö- ja loistehoa nopeasti. Tällaista ratkaisua ei ole kuitenkaan vielä käytetty missään. [87]



Kuva 38. Merituulipuiston liittäminen verkkoon tasasähkökaapelin avulla. [87]

4.4.5 Hajautettu tuotanto

Perinteisesti sähkö on tuotettu suurissa, keskitetyissä voimalaitoksissa, josta se kuljetetaan kantaverkon kautta jakeluverkkoihin, jotka jakavat sähkön kuluttajille. Tämän seurauksena sähkö kulkee pitkän matkan tuotantopaikasta kulutuspaikkaan.

Hajautetussa tuotannossa eri puolille verkkoa kytketään suhteellisen pienimuotoista sähköntuotantoa. Perinteisesti tällaisia laitoksia ovat olleet esimerkiksi dieselgeneraattorit. Hajautettuna tuotantona käytetään lisäksi muun muassa tuulivoimaa, pienvesivoimaa, aurinkopaneeleja ja polttokennoja. Myös CHP-tuotanto on eräs hajautetun tuotannon muoto, vaikka yleensä tällöin tarkoitetaan pienimuotoisempaa CHP-tuotantoa kuin Helsingissä käytettävät laitokset. [83, 88]

Kun hajautettua tuotantoa liitetään jakeluverkkoon, saa se osittain siirtoverkon roolin. Normaalisti jakeluverkkoa käytetään säteittäisenä, mutta hajautetun tuotannon lisääminen muuttaa rakenteen silmukoiduksi. Tämä asettaa jakeluverkolle uusia vaatimuksia. Tuotantoyksiköiden lukumäärän lisääntyessä suojauksen, sähkön laadun ja dynaamisten ilmiöiden merkitys korostuu. [88]

Hajautetulla tuotannolla on useita etuja: [83, 88]

- Hajautettu tuotanto voidaan sijoittaa lähelle kulutusta, jolloin siirtohäviöt pienenevät ja kapasiteetti vapautuu muuhun käyttöön.
- Kun sähkön kulutuksen kasvu on aiempaa hitaampaa ja vaikeammin ennakoitavaa, voidaan pienemmät yksiköt kooltaan ja rakentamisajankohdaltaan sopeuttaa todelliseen kulutuksen kasvuun.
- Riski on pieni suurempiin investointeihin verrattuna.
- Päästöt vähenevät, kun käytetään uusiutuvia energiamuotoja.

- Energiapaletti tulee monipuolisemmaksi.

Hajautetulla tuotannolla on seuraavia ongelmia [85, 88, 89]:

- Voimalaitos voi aiheuttaa verkossa haitallisen jännitteen nousun.
- Vikavirrat kasvavat, kun on uusia generaattoreita syöttämässä virtaa.
- Voi esiintyä jännitteen laatuongelmia, kuten nopeita jännitemuutoksia ja välkyntää.
- Kuormitusvirtaan perustuvan käämikytkimen toiminta voi sekoittua.
- Hinta on usein kallis.
- Tuotannon korvauksessa osan kulutuksesta pienenevät verkkopalvelumaksujen kautta saatavat tulot.
- Suojauksen koordinointi hankaloituu.

4.4.6 Tuotannon liityntätavat

Perinteisesti suurissa voimalaitoksissa on käytetty blokkiliityntää, jossa jokainen generaattori kytketään verkkoon omalla muuntajallaan. Muunlaisia liityntätapoja käytetään lähinnä tuulipuistojen ja hajautetun tuotannon yhteydessä.

Suurissa lämpövoimalaitoksissa voidaan generaattori liittää verkkoon katkaisijan kautta tai ilman. Katkaisija sijoitetaan generaattorin ja päämuuntajan alajännitepuolen väliin. Katkaisijan käytöllä saatavia etuja ovat käyttötoimenpiteiden yksinkertaistuminen, generaattorin ja muuntajien suojauksen parantuminen, luotettavuuden paraneminen ja laitoksen käytettävyyden (availability) parantuminen. [90]

Kantaverkkoyhtiöt ovat määränneet suurille voimalaitoksille ehdot, jotka niiden täytyy täyttää liittyessään kantaverkkoon. Suomessa Fingridin vaatimukset koskevat kaikkia synkronikäytössä olevia, yli 10 MVA laitoksia. Vaatimuksissa esitetään, millä jännite- ja taajuusalueilla laitosten on kyettävä toimimaan. Normaaliolanteessa laitoksen pitäisi pystyä toimimaan täydellä teholla, kun taajuus on 49-51 Hz ja jännite 90-105 %. Järjestelmän tulee selvitä jännitekuopasta, jossa jännite on nollassa 0,25 s, nousee sitten askelmaisesti 25%:iin ja tämän jälkeen 0,5 sekunnissa lineaarisesti 90 %:iin. Vikojen sallitut seuraukset määritellään. Pätö- ja loistehonsäädölle asetetaan vaatimuksia. [91]

Hajautettu tuotanto voidaan liittää verkkoon suoraan, muuntajan kautta tai tehoelektroniikkaliitynnän kautta. Muuntajan impedanssi luonnollisesti pienentää vikavirtaa suoraan liityntään nähden. Nykyisin on saatavilla useita hajautetun tuotannon tyyppejä, jotka liitetään verkkoon tehoelektroniikkakonvertterin kautta. Tällä liityntätavalla toteutetut voimalaitokset tuottavat paljon vähemmän vikavirtaa kuin epätahtikoneet tai tahtikoneet. Käytännössä tehoelektroniikkaliitännällä toteutetut laitokset eivät lisää vikavirtatasoa ollenkaan. Sisäinen kontrolleri tarkkailee jännitettä, virtaa ja taajuutta, ja pysäyttää tehon syöttämisen verkkoon, jos rajat ylittyvät. Tämän vuoksi vikavirtojen tuotanto on vähäistä. Kontrolleri ohjaa myös käynnistystä ja synkronointia. [92, 93]

Tehoelektroniikkaliitännästä puhuttaessa tarkoitetaan käytännössä vaihtosuuntaajaa eli invertteriä. Sitä käytetään verkkoliitännään muun muassa aurinkokennoissa, polttokennoissa, akkuvarastojärjestelmissä, joissakin mikroturbiineissa ja joissakin tuulivoimaloissa. Aurinko- ja polttokennojen tuottama jännite on tasajännitettä. Tällöin vaihtosuuntaaja tarvitaan muuttamaan jännite vaihtojännitteeksi. Tuulivoimaloissa sen sijaan muutetaan generaattorin muuttama vaihtojännite halutun taajuiseksi verkkojännitteeksi. Tällöin muuttaja on tarkemmin ottaen taajuusmuuttaja, joka sisältää tasasuuntaajan, välipiirin ja vaihtosuuntaajan. Taajuusmuuttajan avulla tuulesta saadaan tuotettua sähköä paremmalla hyötysuhteella. [89, 93]

Monesti jakeluverkkoyhtiöt vaativat hajautetun tuotannon irtikytkemistä vikatilanteissa, koska niiden pelätään sotkevan verkon suojauksen. Tehoelektroniikkaliitännällä varustetut laitokset voivat kuitenkin joissakin tapauksissa pysyä verkossa vian aikana ja tukea verkkoa. Vaihtosuuntaajalla varustetut laitokset kykenevät joskus myös toimimaan itsenäisesti ilman jakeluverkkoa. [93, 94]

NORDELin piirissä valmistui vuoden 2006 lopulla yhteiset harmonisoidut tuulivoiman verkkoonliittymisehdot. Niiden lisäksi jokaisella maalla on mahdollisuus tarkentaviin kansallisiin ohjeisiin. Ehdot sisältävät tekniset minimivaatimukset tuulivoimalan verkkoonliittymiselle turvallisen käytön ja voimajärjestelmän luotettavan toiminnan takaamiseksi. Liittymisehdoissa käsitellään muun muassa pätö- ja loistehon säätöä. Lisäksi määritellään jännite- ja taajuusalue, jolla voimalan on kyettävä toimimaan, ja määritellään toimintavaatimukset vikatilanteissa. [85]

5 Tarkasteltavat ratkaisut

Teoriaosuudessa esitellyistä kehitysvaihtoehtoista ja teknologioista vain osa voidaan ottaa diplomityön laajuuden puitteissa mukaan laskennallisiin tarkasteluihin.

Jännitetasot ovat erittäin tärkeä tarkastelukohde. Helsingissä on käytössä suurvoimansiirrossa koko jakelualueen läpi ulottuvia 110 kV avojohtoyhteyksiä, joiden kuormitus on tietyissä tilanteissa suuri. Myös siirtohäviöt ovat merkittäviä. Tämän vuoksi tarkastellaan ratkaisuja, joissa 400/110 kV muuntoja on sijoitettu lähemmäs kantakaupunkia, jossa kuormitusihteys on suurin. Näissä tapauksissa pitää tietysti rakentaa myös uusia 400 kV avojohtoja tai kaapeleita.

110 kV verkon jako on otettava tarkasteluissa huomioon, koska 110 kV verkon oikosulkutaso saattaa johtovahvistusten ja uusien 400/110 kV muuntojen asentamisen seurauksena ylittyä joillakin asemilla. Verkon jako on melko yksinkertainen, tunnettu ja paljon käytetty tapa pienentää vikavirtoja.

Kaapelointi on teknologia, jota joudutaan tarkastelemaan tässä työssä. Uusien avojohtojen rakentamiseen on vaikea löytää maa-alueita tai saada lupia. Lisäksi ulkopuolisen paineen takia on tarkasteltava olemassa olevien avojohtojen kaapelointeja. Erityisesti kantakaupungin lähistöllä sijaitsevien avojohtojen kaapelointiin on painetta.

FACTS-laitteista saattaisi periaatteessa olla hyötyä Helsingissä. Mahdollisuus ohjata tehonjakoa voisi olla hyödyllinen esimerkiksi Tammiston ja Viikinmäen välisillä avojohtoyhteyksillä, joiden kuormitus on epätasainen. Erilaisten FACTS-laitteiden avulla tehonjakoa olisi mahdollista tasata virtapiirien välillä.

FACTS-laitteista saataisiin suurin mahdollinen hyöty, jos yhdellä laitteella pystyttäisiin ratkaisemaan useita ongelmia. 110 kV verkon loistehon kompensointia joudutaan mahdollisesti tulevaisuudessa lisäämään. Perinteisten kondensaattorien ja reaktoreiden sijaan tähän voitaisiin käyttää kehittyneempiä FACTS-laitteita. Loistehon kompensointiin soveltuvia laitteita ovat esimerkiksi SVC ja STATCOM.

Loistehon kompensointiin liittyvät laskelmat jätettiin tämän diplomityön ulkopuolelle laajuuden rajoittamiseksi. Lähtökohtana on kuitenkin, että kompensointi voidaan ratkaista perinteisillä keinoilla. SVC:n ja STATCOMin tarjoamat lisähyödyt, kuten mahdollisuus ratkaista dynaamisia jänniteongelmia ja stabiiliusongelmia, tuskin ovat välttämättömiä Helsingissä. Niissä tapauksissa, joissa maailmalla on päädytty käyttämään tällaisia FACTS-laitteita, on ollut yleensä muitakin tavoitteita kuin pelkkä staattinen loistehon kompensointi. Lisäksi on huomioitava, että näistä laitteista ei ole kovin paljon käytännön kokemusta 110 kV tai suuremmilla jännitetasoilla. SVC ja STATCOM ovat huomattavasti kalliimpia ratkaisuja kuin perinteiset kondensaattorit ja reaktorit, joten lisäominaisuuksista olisi oltava konkreettista hyötyä, jotta tällaisten FACTS-laitteiden käyttäminen olisi taloudellisesti perusteltua.

Sarjakompensointiin tarkoitettavat TCSC ja SSSC saattaisivat periaatteessa olla käyttökelpoisia Tammisto-Viikinmäki-välillä, jossa

virtapiirien impedanssit ovat erisuuruiset. TCSC:n ja SSSC:n säätöominaisuudet ovat huomattavasti paremmat kuin sarjareaktoreissa ja –kondensaattoreissa. Kuten loistehon kompensointiin käytettäviä FACTS-laitteita, voi myös TCSC:tä ja SSSC:tä käyttää erilaisten stabiiliusongelmien ratkaisuun. Tässäkin tapauksessa taloudelliset tekijät ovat rajoitteena. Jos tavoitteena on pelkästään tasata virtapiirien välinen impedanssi, on perinteinen sarjareaktori edullisen hintansa takia parempi ratkaisu. Parannetuille säätöominaisuuksille pitäisi olla todellista tarvetta, jotta FACTS-laiteiden asentaminen olisi perusteltua.

UPFC olisi siitä kätevä ratkaisu, että samalla laitteella voisi hoitaa sekä tehonjaon ohjaamisen, eli käytännössä Tammisto-Viikinmäki-johtojen tehojen tasoittamisen, että loistehon kompensoinnin. Todennäköisesti huomattavasti halvemmaksi tulisi kuitenkin tehonjaon tasaamisen ja loistehon kompensoinnin hoitaminen erikseen perinteisillä ratkaisuilla. Tässäkin tapauksessa dynaamiselle ohjaukselle tulisi olla todellista tarvetta, jotta lisähinta kannattaisi maksaa. Lisäksi on huomattava, että UPFC on vielä uudempi laite kuin monet muut esitellyt FACTS-laitteet, joten siitä on hyvin vähän käytännön kokemusta.

Vaiheensiirtomuuntaja saattaisi olla käyttökelpoinen ratkaisu Tammisto-Viikinmäki-välillä. Tehonjako pystyttäisiin tasaamaan virtapiirien välillä. Säätöominaisuudet eivät vaiheensiirtomuuntajalla ole samaa luokkaa kuin FACTS-laitteilla, mutta niille tuskin on tarvettakaan. Hinnaltaan vaiheenkääntömuuntaja lieenee edullisempi kuin FACTS-laitteet, mutta kalliimpi kuin reaktori. Sekä reaktorista että vaiheenkääntömuuntajasta aiheutuu ylimääräisiä häviöitä. Tarkasteluun näistä otettiin vain reaktori, koska se on edullisempi vaihtoehto ja helpompi kuvata verkostolaskennassa.

Varsinaisia vikavirran rajoittimia ei ole tarkasteltu verkostolaskelmissa. Monissa vikavirtaa rajoittavissa ratkaisuissa on se ongelma, että vikavirta rajoittuu merkittävästi vain tietyissä verkon osissa. Monesti vikavirran rajoitin on ajateltu suojelemaan jotain tiettyä komponenttia. Kuitenkin HSV:llä on ongelmana se, että 110 kV verkon vikavirtataso uhkaa ylittyä useammallakin asemalla, jos verkon rakenteeseen ei tehdä muutoksia. Sellaisia laitteita, joiden vikavirtakestoisuus on 40 kA, on paljon. Erilaisia vikavirran rajoittimia pitäisi siis asentaa moneen paikkaan, jotta niistä olisi konkreettista hyötyä. Lisäksi monet vikavirtaa rajoittavat laitteet ovat vasta kehitysasteella. Vikavirtoihin tulisi siis puuttua ensisijaisesti muuttamalla verkon rakennetta.

HVDC-ratkaisuja ei tarkasteltu laskennoissa, koska aiemman tutkimuksen [46] perusteella ne eivät ole taloudellisesti kannattavia alle 40 km siirtoetäisyyksillä. GIL ja suprajohtavat kaapelit jätettiin pois tarkasteluista teknologian alhaisen kehitysasteen ja korkean hinnan takia.

6 Case-tarkastelut

6.1 Yleistä

Työssä on tarkasteltu verkostolaskelmien avulla erilaisia 110 kV ja 400 kV sähköverkkojen kehitysvaihtoehtoja. Tavoitteena on arvioida eri siirtorajapintojen siirtokapasiteettien riittävyttä ja vaihtoehtoja, joilla kapasiteettia voidaan lisätä. Tämän lisäksi tarkastellaan avojohtojen kaapeloinnin vaikutusta verkon tehonjakoon ja vikavirtoihin.

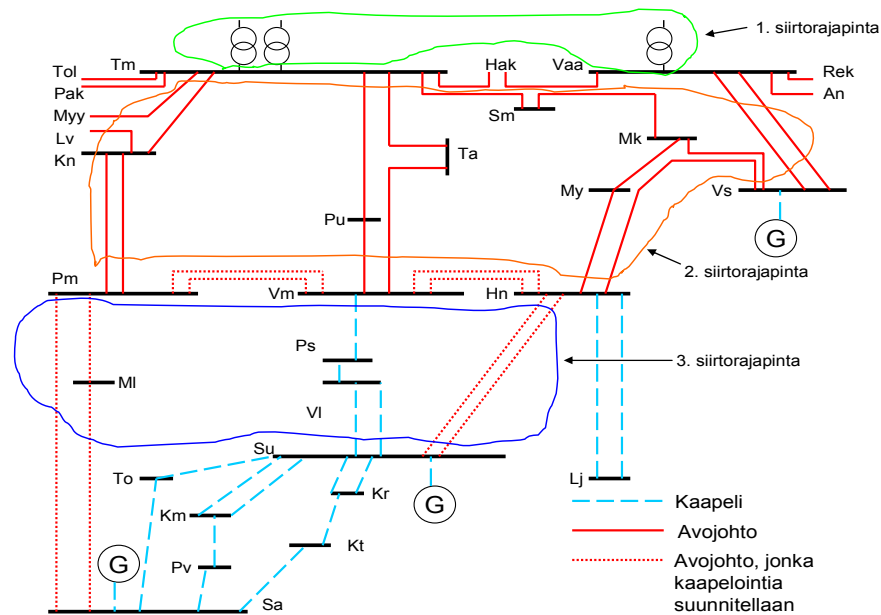
Ensimmäisellä rajapinnalla tarkoitetaan 400/110 kV muuntajia, joilla sähkö kuljetetaan kantaverkosta Helsingin ja Vantaan verkkoalueelle ja toisinpäin. Tällä hetkellä muuntajia on kolme, joista kaksi sijaitsee Tammistossa ja yksi Länsisalmessa. Tässä rajapinnassa tavoitteena on, että N-1-kriteeri toteutuisi myös silloin, kun tuotanto on hyvin pieni, mutta kuorma on suuri. Käytännössä tällainen tilanne voi esiintyä kesäpäivällä. Neljäs muuntaja tarvitaan hyvin pian. Työssä on tarkasteltu myös sellaisia skenaarioita, joissa viideskin muunto on tarpeellinen. Muuntajien määrän lisäksi niiden sijainti on selvitettävä kysymys. Muuntajien sijoittaminen lähemmäs kantakaupunkia olisi edullista 110 kV verkon kuormituksen kannalta, mutta vaatii 400 kV verkon laajennusta.

Toisessa keskeinen siirtorajapinta on Kehä III – Helsinki. Siinä haastavin tilanne on samoilla pylväillä sijaitsevien virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhtäaikainen vikaantuminen silloin, kun Salmisaarella ja Suvilahdessa ei ole tuotantoa, mutta kuorma on suuri. Tällainen tilanne voi esiintyä kesäpäivän aikana. Tällöin Tammisto-Pukinmäki on yleensä eniten kuormittuva virtapiiri. Se saattaa ylikuormittua mainitun kaltaisessa vikatapauksessa jo lähivuosina. Ongelman ratkaisemiseksi tarkasteltuja vaihtoehtoja ovat johtovahvistukset, Tammisto-Myyrmäki-johdon kytkeminen Kannelmäkeen, Kellosaaren kaasuturbiinien käyttöoikeuksien ostaminen, sarjareaktorin asentaminen Pukinmäki-Viikinmäki-virtapiirille ja kytkinlaitoksen asentaminen Tapanilan haaraan. Lisäksi on huomioitava, että tähän ongelmaan voidaan vaikuttaa siirtämällä 400/110 kV muuntoja lähemmäs kantakaupunkia.

Kolmannen rajapinnan muodostavat yhteydet kantakaupunkiin. Tällä tarkoitetaan kaksoisavojohtoja Herttoniemi-Suvilahti ja Pitäjänmäki-Salmisaari. Myös Suvilahden ja Viikinmäen välistä kaapeliverkkoa pitkin voidaan siirtää tehoa. Siinä rajoittavana tekijänä on Pasila-Vallila-virtapiiri, jonka siirtokapasiteetti on noin 120 MVA. Vaikka rajapinnassa siirtokapasiteetti riittää näennäisesti hyvin, on järjestelmä haavoittuva yhteisvikojen ja suunniteltujen keskeytysten aikana. Lisäksi Suvilahti-Herttoniemi-kaksoisavojohdosta on painetta luopua. Tämän vuoksi on suunniteltu, että Viikinmäki-Suvilahti-välillä olevien vanhojen öljykaapelien tilalle asennettaisiin suurempipoikkipintaista kaapelia, jolla saataisiin siirrettyä suuriakin tehoja.

Avojohtojen kaapeloinnissa tarkasteltavia yhteyksiä ovat Pitäjänmäki-Salmisaari, Pitäjänmäki-Viikinmäki, Viikinmäki-Herttoniemi ja Herttoniemi-Suvilahti. Nämä avojohdot sijaitsevat lähimpänä kantakaupunkia. Pitkällä tulevaisuudessa tilanne voi olla se, että kaikki kaupungin avojohdot on korvattu kaapeleilla. Näin pitkälle meneviä tarkasteluja ei kuitenkaan suoritettu tässä työssä, vaan kaapelointitarkastelut rajoittuvat edellä

mainittuihin neljään yhteyteen. Kuvassa 39 esitetään kolme keskeistä siirtorajapintaa ja avojohdot, joiden kaapelointia on tarkasteltu.



Kuva 39. Kolme keskeistä siirtorajapintaa ja mahdollisesti kaapeloitavat avojohdot.

Mahdollinen 400 kV verkon laajennus kantakaupunkiin vaikuttaa monilla tavoilla 110 kV verkkoon. Sillä on myös vaikutusta kaikkien kolmen edellä mainitun rajapinnan siirtokapasiteettiin. Kun 400 kV verkkoa laajennetaan, on muuntajille enemmän sijoitusmahdollisuuksia, mikä vaikuttaa ensimmäisen rajapinnan siirtokapasiteettiin. Toisen siirtorajapinnan kuormitus pienenee, koska tehoa kantakaupunkiin voidaan siirtää 400 kV verkon kautta. Jos 400 kV verkko ulottuu Suvilahteen, helpottuu samasta syystä myös kolmannen rajapinnan kuormitus.

Case-tarkastelut suoritettiin käyttäen Siemensin PSS SINICAL -ohjelman versiota 5.4. Ohjelma on siinä mielessä yhteensopiva Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin käyttämän PSS/E:n kanssa, että verkkomalleja pystyy konvertoimaan ohjelmasta toiseen. PSS/E on suunniteltu pääasiassa kantaverkkoyhtiöiden tarpeisiin, mutta SINICAL pyrkii palvelemaan laajempaa käyttäjäryhmää. Ohjelmalla on mahdollista laskea sähköverkkojen lisäksi myös vesi-, kaasu- ja lämpöverkkoja. Ohjelma on suhteellisen helppokäyttöinen selkeän graafisen käyttöliittymän ansiosta.

SINICAL:iin rakennettiin laskentamalli HSV:n 110 kV sähköverkosta. Käytännössä verkkotiedostoja oli käytössä suuri määrä, koska erilaisia tarkasteltavia verkostoratkaisuja oli paljon. Mallissa on mukana myös Vantaan 110 kV verkko ja 110 kV asiakkaat. Useimmissa tarkasteluissa kantaverkolle on käytetty hyvin yksinkertaista sijaiskytkentää. Siinä on kuvattuna Tammiston ja Länsisalmen 400/110 kV muuntajat.

Tammistosta ja Länsisalmesta lähtevät 400 kV johdot, joiden päässä on infeedarit eli sijaisgeneraattorit, jotka syöttävät mallissa olevan tuotannon ja kulutuksen erotuksen. Joissakin 400 kV laskelmissa 400 kV verkkoa on kuitenkin kuvattu hieman pidemmälle.

Case-tarkasteluissa tutkittiin etupäässä tehonjakoja ja kolmivaiheisia oikosulkuvirtoja. Perustilanteen vikojen lisäksi tarkasteltiin kaikki N-1-viat ja kaksoisjohtojen molempien virtapiirien yhtäaikaiset viat. Tehonjaossa keskityttiin tarkastelemaan pätötehoa ja sitä, että termiset rajat eivät ylitä. Ohjelma laskee tietysti myös loistehot, ja ne vaikuttavat myös johtojen kuormitukseen. Lasketut loistehot eivät kuitenkaan välttämättä ole täysin oikeita, koska generaattorien loistehosäätöä ei ole viritetty tarkkaan. Loistehon kompensointi päätettiin jättää tämän diplomityön tarkastelualueen ulkopuolelle.

Kolmivaiheiset oikosulkuvirrat laskettiin käyttäen standardin IEC 909 (vuoden 1988 versio) mukaista menetelmää. Laskelmat suoritettiin siten, että asemakohtaisina jännitteinä käytettiin tehonjakolaskelman antamia jännitteitä, koska oletettiin, että tämä antaisi parhaiten todellisuutta kuvaavat arvot. Toinen vaihtoehto olisi ollut käyttää asemien jännitteinä nimellisarvoa (110 kV), joka kerrotaan standardin mukaisella, jännitetasosta riippuvalla c-kertoimella, jonka suuruus 110 kV tasolla on 1,1. Tehonlaskelman antamat jännitteet ovat yleensä luokkaa 116 kV, mutta $1,1 \cdot 110 \text{ kV} = 121 \text{ kV}$. Tästä voisi päätellä, että nimellisjännitteellä ja varmuuskertoimella laskettavat oikosulkuvirrat olisivat suurempia. Käytännössä näin ei kuitenkaan ole, koska tehonjaon mukaista tilannetta käyttävä menetelmä ottaa huomioon myös kuormitusvirrat. Käytännössä molemmilla menetelmillä saadaan lähes sama tulos.

IEC:n oikosulkuvirtoja käsittelevästä standardista on olemassa uusi versio, joka on julkaistu vuonna 2001. Tämän standardin numero on 60909. Eri versioiden väliset erot eivät ole kovin suuria, mutta uudemmassa standardissa käytetään muuntajaimpedansseille korjauskerrointa, joka pienentää impedanssia ja suurentaa siis hieman oikosulkuvirtoja. SINCAL pystyy laskemaan myös uudemman standardin mukaiset oikosulkuvirrat, mutta tässä laskennassa se ei jostain syystä pysty käyttämään tehonjaon mukaista kuormitustilannetta. Siksi käytin vuoden 1988 versiota tehonjaon mukaisella kuormitustilanteella. Kriittisimmissä tapauksissa tein myös varmistuslaskennat vuoden 2001 standardin mukaan, koska se antaa hieman suuremmat tulokset.

Useimmat verkon komponentit kestävät oikosulkuvirtaa 40 kA yhden sekunnin termisenä arvona. Käytännössä HSV:n tapauksessa oikosulut ovat yleensä merkittävästi lyhyempiä. Vaikka laskenta antaisi siis suuremman oikosulkuvirran arvon kuin 40 kA, ei terminen kestoisuus välttämättä ylitä.

Todennäköisemmin ongelmia voi aiheuttaa sysäysoikosulkuvirta. Sysäysoikosulkuvirran kestoisuus on noin 100 kA. Kun lasketaan kaavoilla 11-12, voi sysäysoikosulkuvirta olla huomattavasti suurempikin kuin 2,5 kertaa alkuoikosulkuvirta. Alkuoikosulkuvirran ollessa 40 kA, voi sysäysoikosulkuvirta näillä kaavoilla laskettaessa olla yli 110 kA. Eräästä IEC:n teknisestä raportista [21] löytyy kuitenkin maininta, jonka mukaan kaavassa 11 esiintyvää kerrointa 1,15 ei tarvitse käyttää, jos resistanssin ja reaktanssin suhde R/X on kaikissa verkon haaroissa alle 0,3. SINCAL-

laskelmien mukaan tämä pätee lähes kaikissa HSV:n 110 kV verkon haaroissa. Ainoastaan Laajasalossa R/X-suhde on yli 0,3. Jos kerrointa 1,15 ei käytetä, pysyy sysäys-oikosulkuvirta alle 100 kA, mikäli laskettu alkusoikosulkuvirta on alle 40 kA.

Maasulkuvirtoja tarkasteltiin ainoastaan avojohtojen kaapeloinnin yhteydessä. Kaapelien kapasitanssit kasvattavat kapasitiivista maasulkuvirtaa. Suojausta varten täytyy pitää huolta siitä, että vikapaikkaan tulevien maasulkuvirtojen summa on vähintään 120 A, kun vikaresistanssin suuruus on 500 ohm. Lisäksi nolajännitteen ja maasulkuvirran välisen kulman täytyy pysyä tietyllä alueella, jotta nykyinen suuntamittaukseen perustuva relesuojaus säilyy toimintakykyisenä.

SINCAL:in verkkomallia on testattu siten, että laskelmien tuloksia on verrattu Fingridin vuonna 2006 suorittamiin laskelmiin. Osoittautui, että verkkomallin ollessa samanlainen (kun käytetään SINCAL:issa Fingridiltä saatua Helsingin ja Vantaan 110 kV verkon PSS/E-mallia) saadaan käytännössä identtinen tehonjako. Infeederien (sijaisgeneraattorien) oikosulkuvirrat aseteltiin sellaisiksi, että kolmivaiheiset oikosulkuvirrat vastaavat myös Fingridin laskelmia. Myös SINCAL:issa lasketut maasulkuvirrat ovat samansuuruiset kuin Fingridin laskelmissa. Varsinainen SINCAL-malli poikkeaa hieman Fingridin käyttämästä mallista, koska jälkimmäisessä ei ole huomioitu 110/20 kV ja 110/10 kV muuntajia. Kuitenkaan erot laskentatuloksissa SINCAL-mallin ja Fingridin mallin välillä eivät ole suuria.

Sen lisäksi, että SINCAL-mallia verrattiin Fingridin laskelmiin, verrattiin sitä myös mittaustuloksiin. Tämä tehtiin syöttämällä SINCAL:iin mitatut kuormat ja tuotanto ja katsomalla, saadaanko laskemalla samat tehot ja virrat johdoille kuin mittauksissa. Vastaavuus mittaustulosten ja laskentatulosten välillä oli riittävä.

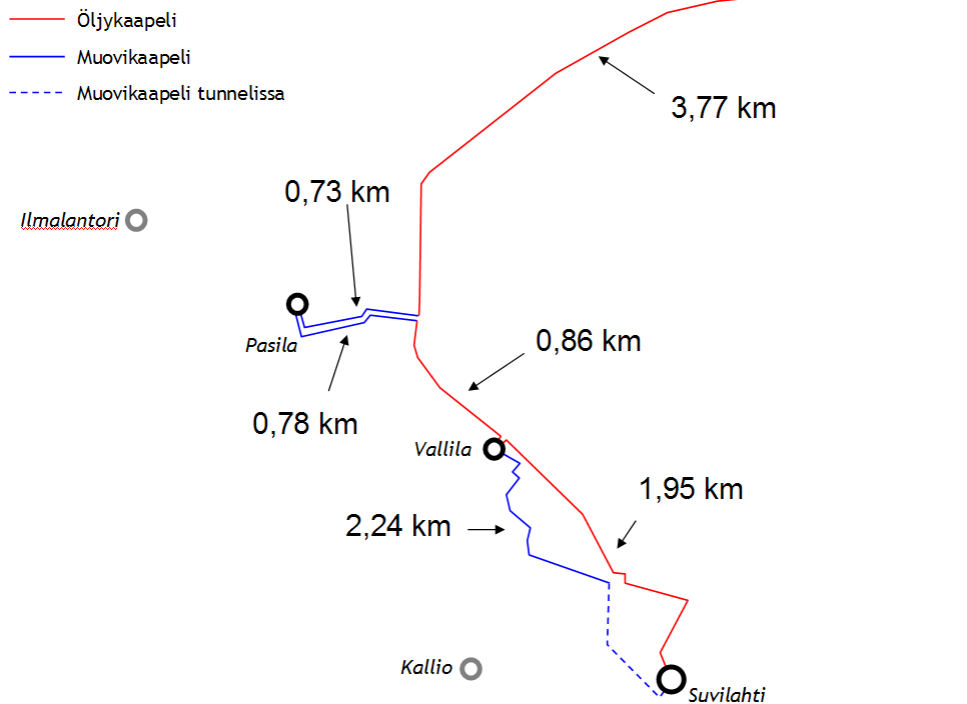
6.2 110 kV kaapeliverkon kehittäminen

6.2.1 Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkon kehittäminen

Siirtotarpeen määrittelyn periaatteet Helsingissä – osiossa mainittiin HSV:n 110 kV alueverkon kolme keskeistä siirtorajapintaa. Siirtorajapinta kantakaupunkiin muodostuu kahdesta kaksoisavojohdosta, Pitäjänmäki-Salmisaari ja Herttoniemi-Suvilahti, sekä kaapeliverkosta Viikinmäen ja Suvilahden sähköasemien välillä.

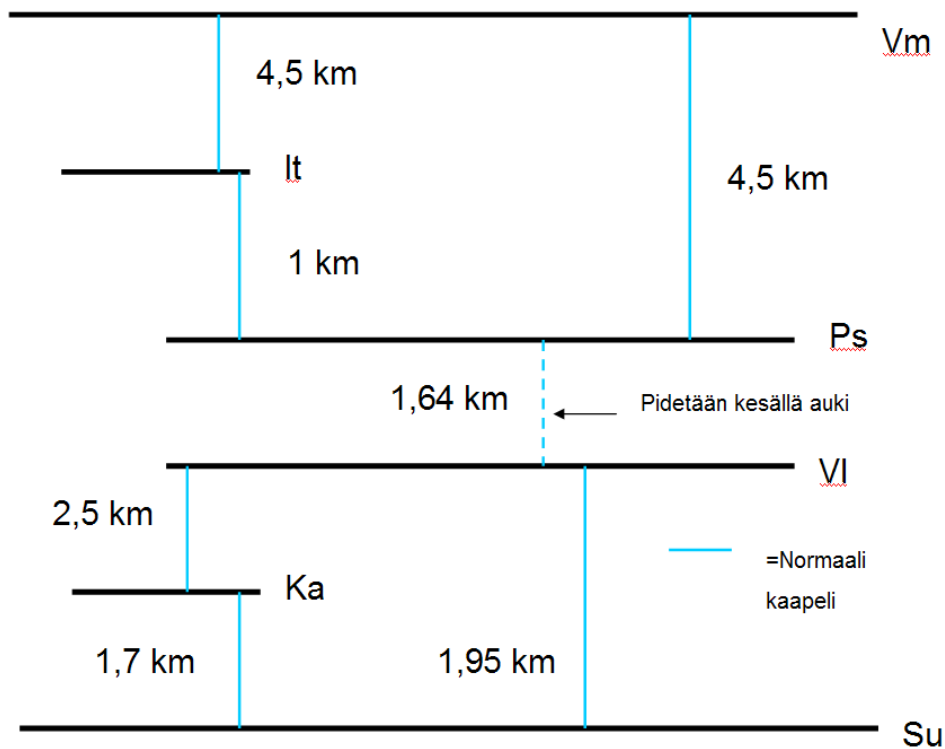
Kaksoisavojohdot on varustettu 2Duck-johtimin, joiden jatkuva kuormitettavuus on noin 1,2 kA ja tehonsiirtokyky 110 kV jännitteellä noin 230 MW. Kumpikin kaksoisavojohdot pystyy siis siirtämään yli 450 MW tehoa. Viikinmäen ja Suvilahden välisen kaapeliverkon siirtokyky on huomattavasti pienempi. Pasila-Vallila-välillä on tällä hetkellä yksi virtapiiri, joka koostuu OHPLMK-tyyppisestä öljypaperieristeisestä 400 mm² Cu kaapelista ja PEX-eristeisestä 800 mm² Al muovikaapelista. Yhteyden siirtokapasiteetti on luokkaa 0,6 kA eli 110 kV jännitteellä alle 120 MW. Kesäpäivän tilanteessa, kun kantakaupungissa on paljon kulutusta, mutta ei tuotantoa, ylikuormittuu tämä kaapeli. Pasila-Vallila-yhteys joudutaan siis pitämään tuollaisessa tilanteessa auki. Kuva 40 esittää nykyisiä kaapelijärjestelyitä likimäärin oikeissa mittasuhteissa. Kuvasta on jätetty pois 110 kV asiakkaiden syötöt.

110 kV KAAPELIVERKKO 2007
Viikinmäki - Suvilahti



Kuva 40. Nykyinen Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkko likimäärin oikeissa mittasuhteissa.

Vuoteen 2015 mennessä Viikimäen ja Suvilahden välille on tulossa kaksi jakelusähköasemaa. Kallion sähköasema valmistuu vuoden 2013 tienoilla Suvilahden ja Vallilan välille. Vaihtoehtoisena toteuksena on kaksoisaseman rakentaminen Suvilahteen. Ilmalantoriin sähköasema valmistuu vuonna 2014 Viikinmäen ja Pasilan välille. Luonnollisesti uusien asemien liittäminen verkkoon vaatii myös uusien kaapelien asentamista. Kuvassa 41 esitetään yksi tapa liittää nämä asemat verkkoon. Tässä "perustilanteessa" kytketään Viikinmäki-Ilmalantori- ja Ilmalantori-Pasila-väleille 800 mm² alumiinikaapeli. Kuvissa normaalilla kaapelilla tarkoitetaan juuri 800 mm² alumiinia. Suuritehoisella kaapelilla tarkoitetaan 1200 mm² kuparikaapelia tai vielä vahvempaa kaapelia.



Kuva 41. Viikinkaari-Suvi-Lahti-välin uusien asemien liittäminen ilman suuritehoisia kaapeleita.

Jotta kantakaupungin siirtorajapintaan saataisiin lisää käyttövarmuutta, on suunniteltu, että uudistusten yhteydessä Viikinkaaresta Suvi-Lahteen rakennettaisiin suuren siirtokapasiteetin kaapeliyhteys, jota voitaisiin pitää kytkettynä myös kesän vaativimmassa siirtotilanteessa. Kaapelia pitkin pitäisi pystyä siirtämään tehoa myös silloin, kun kaksoisavojohtolla Herttoniemi-Suvi-Lahti tai Pitäjänmäki-Salmisaari on vika tai suunniteltu keskeytys.

Suuren siirtokapasiteetin kaapeliyhteydelle on useita vaihtoehtoja, jotka poikkeavat reitin, kaapelin siirtokyvyn, asennustavan ja virtapiirien lukumäärän mukaan. Näitä vaihtoehtoja vertailtiin toisiinsa PSS SINICAL -ohjelman avulla.

Kaapelin siirtokapasiteettiin vaikuttaa muun muassa asennustapa, vaipan maadoitustapa sekä se, kuinka suureen lämpötilaan kaapelia on sallittua kuormittaa. Maa-asennuksessa siirtokapasiteetti on pienempi kuin ilma-asennuksessa. Jos suojapiiri on avoin eli maadoitettu yhdestä päästä tai vuoroteltu, kaapelin siirtokapasiteetti on suurempi kuin silloin, jos suojapiiri on suljettu eli molemmista päistä maadoitettu. Käytännössä suurilla siirtotehoilla ja pitkillä etäisyyksillä maadoitus molemmista päistä ei ole järkevää, ellei käytetä vuorottelua.

Kuten teoriaosuudessa on mainittu, esimerkiksi kaapelivalmistaja Prysmian ei suosittele maa-asennuksessa yli 65 asteen lämpötiloja. Voi olla mahdollista, että hyvin ilmastoidussa tunnelissa voitaisiin ajatella asennuksen vastaavan ilma-asennusta. Tällöin siirtokapasiteetti olisi paljon suurempi kuin maa-asennuksessa. Koska tässä vaiheessa ei ole varmaa, millaiset olosuhteet asennuksessa tulee olemaan, laskennat ja

johtopäätökset on tehty olettaen, että kaapelit on asennettu maahan ja maksimilämpötila on 65 astetta. Kuormitusprosentit muunlaisissa asennusolosuhteissa saa kertomalla työssä annetut kuormitusprosentit taulukosta 3 otettujen erilaisia asennustapoja vastaavien suurimpien sallittujen kuormitusvirtojen suhteilla.

Kolmivaihekaapeli voidaan asentaa kolmioon tai tasoon. Kolmioasennuksessa induktanssi on pienempi, koska johtimet ovat lähempänä toisiaan. Mikäli kosketussuojapiiri on avoin, saavutetaan tasoasennuksella suurempi siirtokapasiteetti. Jos taas kosketussuojapiiri on suljettu, saavutetaan kolmioasennuksella suurempi siirtokapasiteetti.

Koska suurilla tehoilla suojapiiri on useimmiten avoin, on tasoasennus tällöin siirtokyvyltään parempi vaihtoehto. Lisäksi suurempi induktanssi tarkoittaa sitä, että tapauksessa, jossa on rinnakkain avojohtoja ja kaapeleita, menee kaapelin läpi tasoasennuksella pienempi osuus tehosta kuin käytettäessä pienemmän induktanssin kolmioasennusta. Tämä on usein toivottavaa.

Esimerkiksi 2Duck-avojohdolla sallittu jatkuva kuormitusvirta on noin 1,2 kA ja vaihekohtainen reaktanssi rinnakkaisen virtapiirin virran suunnasta riippuen luokkaa 0,26-0,33 ohm/km. 1200 mm² kuparikaapelilla sallittu kuormitusvirta on kolmioasennuksella ja avoimella suojapiirillä luokkaa 1,05-1,1 kA ja reaktanssi luokkaa 0,10-0,11 ohm/km. Samalla kaapelilla tasoasennuksella ja avoimella suojapiirillä kuormitettavuus on luokkaa 1,1-1,2 kA ja reaktanssi luokkaa 0,15-0,17 ohm/km.

Vaikka tasoasennuksella voidaan saavuttaa suurempi siirtokapasiteetti kuin kolmioasennuksella, liittyy siihen tiettyjä ongelmia. Tasoasennus vie enemmän tilaa kuin kolmioasennus. Kolmioasennuksessa magneettikentät ovat pienempiä kuin tasoasennuksessa, mikä voi olla kaupunkiloissa merkityksellistä. Lisäksi kolmioasennus säilyttää paremmin symmetrisyyden verkon vaiheiden välillä. Muun muassa näistä syistä HSV:llä on suosittu 110 kV kaapeleissa kolmioasennusta.

Taulukossa 3 esitetään tarkasteltujen kaapeleiden virtakapasiteetteja, kun suojapiiri on auki. Tiedot perustuvat Prysmianin ja ABB:n kaapeliluetteloihin.

Taulukko 3. PEX-eristeisten 110 kV kaapeleiden virtarajoja valmistajien luetteloista. [30, 31]

Kaapeli	Virtaraja ABB maa 65 °C (kA)	Virtaraja Prysmian maa 65 °C (kA)	Virtaraja ABB maa 90 °C (kA)	Virtaraja Prysmian maa 90 °C (kA)	Virtaraja ABB ilma 90 °C (kA)	Virtaraja Prysmian ilma 90 °C (kA)
800 mm ² Al kolmio	0,67	0,7	0,805	0,83	0,995	1,085
1200 mm ² Cu kolmio	1,06	1,085	1,28	1,295	1,65	1,745
2000 mm ² Cu kolmio	1,32	-	1,605	-	2,145	-
2500 mm ² Cu kolmio	1,445	-	1,755	-	2,41	-
2500 mm ² Cu taso	1,54	-	1,875	-	2,845	-
3000 mm ² Cu kolmio	1,53	-	1,865	-	2,6	-
3000 mm ² Cu taso	1,64	-	1,995	-	3,105	-

Laskennassa on käytetty kaapeleille taulukon 4 mukaisia sähkötekniisiä arvoja. Arvot perustuvat Prysmianin ja ABB:n kaapeliluetteluihin [30, 31] sekä Herttoniemi-Viikinmäki-välille asennetun PEX-eristeisen 2000 mm² kuparikaapelin arvoihin. ABB:n ja Prysmianin antamat sähkötekniiset arvot poikkeavat toisistaan hieman. Laskennassa käytetyt arvot on pyritty ottamaan ABB:n ja Prysmianin arvojen välimaastosta.

Taulukko 4 Laskennassa käytettyjä PEX-eristeisten 110 kV kaapelien sähkötekniisiä arvoja [30, 31]

Kaapeli	Resistanssi (ohm/km)	Reaktanssi (ohm/km)	Kapasitanssi (nF/km)	Virtaraja (kA)
800 mm ² Al kolmio	0,053	0,116	210	0,67
1200 mm ² Cu kolmio	0,02	0,11	320	1,085
2000 mm ² Cu kolmio	0,018	1,01	330	1,32
2500 mm ² Cu taso	0,011	1,26	380	1,54
3000 mm ² Cu kolmio	0,012	0,1	440	1,53

Yksi vaihtoehto toteuttaa yhteys Viikinmäestä Suvilahteen on käyttää erillistä kaapeliyhteyttä, joka koostuu yhdestä tai useammasta virtapiiristä. Tässä tapauksessa johto ei kulkisi väliasemien kautta.

Kaapelit on mahdollista vetää myös jakelusähköasemien kautta. Tähän on olemassa useita vaihtoehtoja. Esimerkiksi yhteyksille Viikinmäki-Pasila, Pasila-Vallila ja Vallila-Suvilahti voidaan asentaa yksi tai kaksi virtapiiriä suuritehoista kaapelia. Joissakin tarkastelluissa vaihtoehtoissa myös Viikinmäestä Ilmalantorin kautta Pasilaan menevä yhteys tai Vallilasta Kallion kautta Suvilahteen kulkeva yhteys ovat suuritehoista kaapelia. Lisäksi on mahdollista, että yksi suuritehoinen virtapiiri kulkisi suoraan Viikinmäestä Suvilahteen ja toinen asemien kautta.

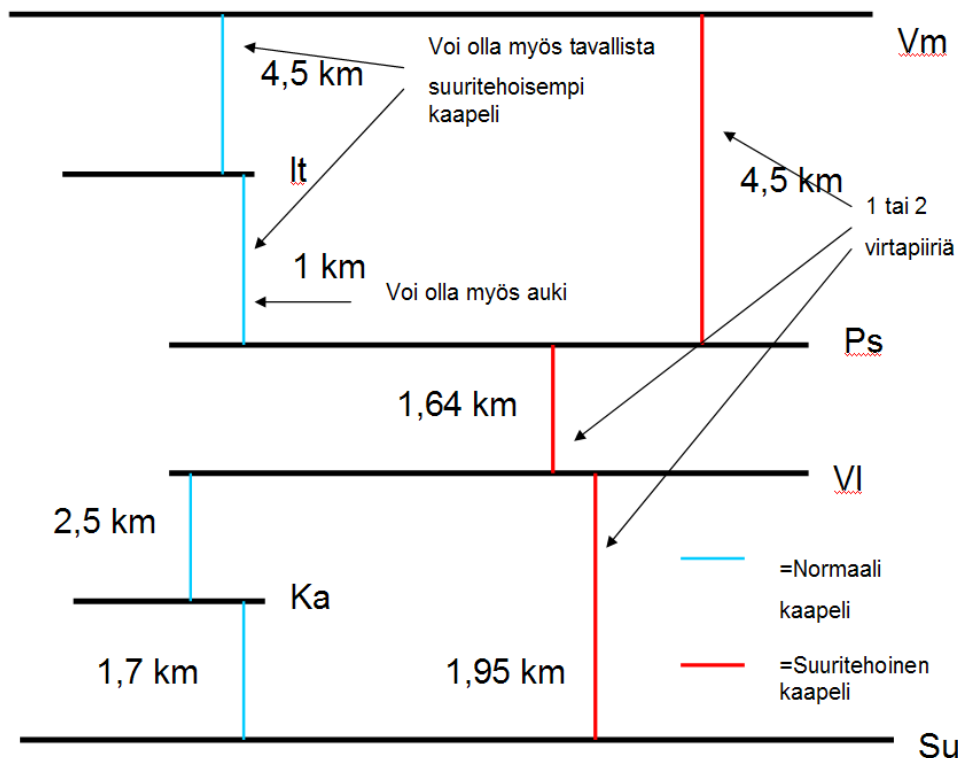
Tarkasteluissa on käytetty vuosien 2020 ja 2030 ennustettuja kesäpäivän huippukuormia ja vuoden 2015 oletettua verkkotilannetta, jossa ovat uudet sähköasemat Pukimäki, Kallio, Kluuvi, Lauttasaari ja Ilmalantori.

Kuormat on mallinnettu ”normaalin kasvun” ja ”nopean kasvun” skenaarioiden mukaan.

Laskelmissa on oletettu, että Salmisaarella, Kellosaarella ja Hanasaarella ei ole tuotantoa. Tällöin koko kantakaupungin kuluttama teho pitää tuoda ulkopuolelta kahta kaksoisavojohtoa sekä Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkkoa pitkin. Vuosaaren ja Martinlaakson tuotannon määrällä ei ole kovin suurta vaikutusta Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkon kuormitukseen, mutta laskennoissa osoittautui, että pahin tilanne on se, jos Vuosaarella on täysi tuotanto ja Martinlaaksossa ei ole tuotantoa. Tällöin läntistä reittiä eli Pitäjänmäki-Salmisaari-kaksoisavojohtoa pitkin ohjautuu kaikkein vähiten tehoa.

Perustilanne, jossa vikoja ei esiinny, ei ole tarkastelujen kannalta erityisen kiinnostava, koska silloin suhteellisen vähäisetkin vahvistukset riittävät siihen, että kaapelit eivät ylikuormitu. Pahin yksittäinen vika Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkon kuormittumisen kannalta on Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisjohdon vikaantuminen. Pitäjänmäki-Salmisaari-kaksoisjohdon vikaantuminen on selkeästi vähemmän kuormittava vika. Tämä johtuu siitä, että normaalitilanteessa itäistä reittiä pitkin kulkee enemmän tehoa kuin läntistä. Tämän vuoksi analyyseissä on keskitytty siihen, miten Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkko kuormittuu silloin, kun Herttoniemi-Suvilahti kaksoisjohdossa on vika. Jos muuta ei mainita, tekstissä esitetyt luvut koskevat tapausta, jossa kyseinen kaksoisjohto on vikaantunut ja tuotantotilanne on kuormituksen kannalta epäedullisin mahdollinen.

Kun tarkastellaan tapausta, jossa Viikinmäestä Pasilaan, Pasilasta Vallilaan ja Vallilasta Suvilahteen asennetaan suuritehoista kaapelia (kuva 42), havaitaan, että kaapelin tulee olla erittäin paksua, mikäli halutaan selvittää yhdellä virtapiirillä. Silloinkin kaapelin kuormitus on Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohtoon viassa ja pahimman tuotantotilanteen aikana suuri. Suuritehoisin ABB:n luettelosta löytyvä kaapeli on 3000 mm² kupari. Jos asennetaan tällaista kaapelia kolmioon väleille Viikinmäki-Pasila, Pasila-Vallila ja Vallila-Suvilahti ja pidetään yhteys Ilmalantori-Pasila auki, tulee suurimpaan kuormaan väli Viikinmäki-Pasila. Vuoden 2020 ennusteilla (normaali tai nopea kasvu) tämän välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulisi 104-113 % kuormien kasvunopeudesta riippuen.



Kuva 42. Suuritehoinen kaapeli väleillä Vm-Ps, Ps-VI ja VI-Su.

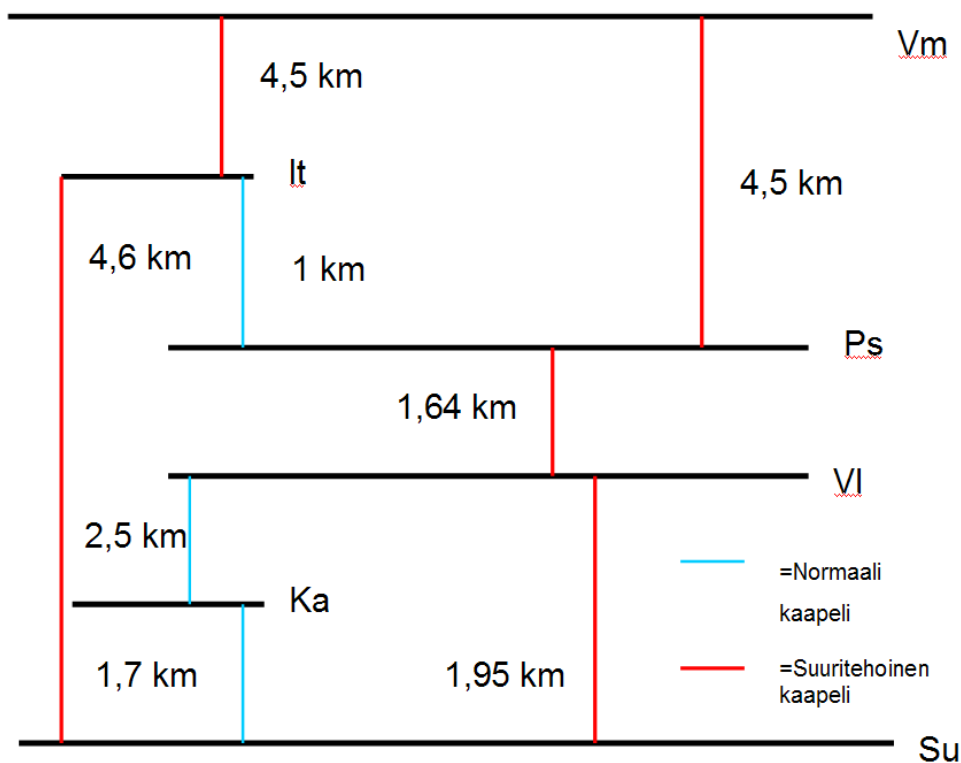
Viikinmäki-Pasila-välin kuormitusta saadaan pienenemään, jos Ilmalantori-Pasila-väli pidetään kytkettynä kiinni. Tällöin kuitenkin on ainakin Viikinmäki-Ilmalantori-välillä käytettävä suuritehoisempaa kaapelia kuin perustilanteessa oletettu 800 mm^2 Al, koska muuten kyseinen väli ylikuormittuu. Jos Viikinmäki-Ilmalantori- ja Ilmalantori-Pasila-välin kaapeleina on 1200 mm^2 Cu ja nämä yhteydet ovat kytkettynä kiinni, kuormittuu eniten väli Pasila-Vallila. Vuoden 2020 kuormilla tämän välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 92-100 %. Vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla kuormitus olisi 113 %.

Kuormitustilannetta voidaan helpottaa hieman käyttämällä 3000 mm^2 kuparikaapelissa tasoasennusta. Tällöin siirtokapasiteetti on suurempi kuin kolmioasennuksessa. Jos Ilmalantori-Pasila on auki, tulee vuoden 2020 kuormilla Viikinmäki-Pasila-välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi 93-101 % ja 2030 nopean ennusteen kuormilla 114 %. Jos väleillä Viikinmäki-Ilmalantori ja Ilmalantori-Pasila on kaapeleina 1200 mm^2 Cu ja nämä yhteydet ovat kytkettynä kiinni, Pasila-Vallila-välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee vuoden 2030 kuormilla 83-90 % ja vuoden 2030 kuormilla 102 %.

Siirtokyky riittää huomattavasti paremmin, jos yhden virtapiirin sijaan Viikinmäestä Pasilaan, Pasilasta Vallilaan ja Vallilasta Suvilahteen asennetaan kaksi virtapiiriä suuritehoista kaapelia. Kun käytetään kahta 1200 mm^2 kuparikaapelia asennettuna kolmioon, tulee eniten kuormittuvan suuritehoisen kaapelin eli Pasila-Vallila-välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi vuoden 2020 kuormilla 71-77 % ja vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla 87 %.

Toisin kuin yhden virtapiirin vaihtoehdossa, kahden virtapiirin vaihtoehdossa on mahdollista pitää Viikinmäki-Ilmalantori ja Ilmalantori-Pasila-yhteydet kiinni, vaikka niiden vahvuus olisi vain 800 mm² Al. Tämä johtuu siitä, että kaksi 1200 mm² kuparikaapelia ottaa yhteysvälin kokonaisvirrasta yhteensä suuremman osuuden kuin yksi 3000 mm² kuparikaapeli, jolloin Ilmalantorin kautta kulkee vähemmän virtaa. 800 mm² alumiini riittää vuoden 2020 ennusteissa, mutta vuoden 2030 nopean kasvun ennusteessa Viikinmäki-Ilmalantori-välin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 104 %.

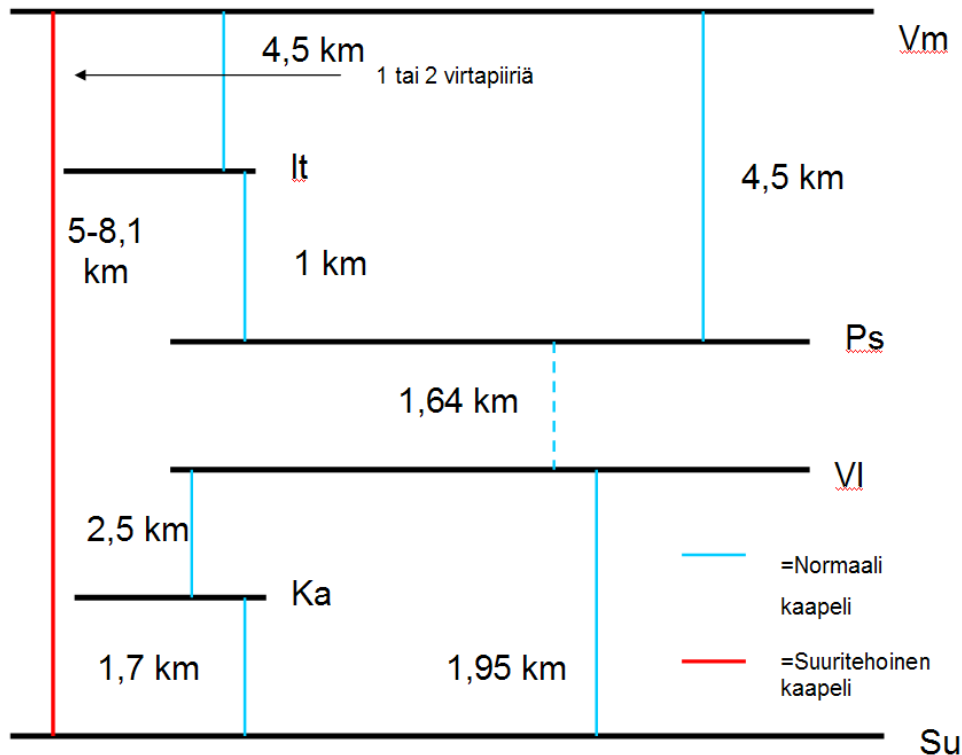
Sellainenkin vaihtoehto on mahdollinen, että Viikinmäestä Pasilaan, Pasilasta Vallilaan ja Vallilasta Suvilahteen asennetaan yksi virtapiiri 1200 mm² kuparikaapelia, minkä lisäksi Viikinmäki-Ilmalantori-yhteys toteutetaan myös 1200 mm² kuparikaapelilla. Näiden lisäksi asennettaisiin vielä yksi virtapiiri 1200 mm² kuparikaapelia suorana yhteytenä Ilmalantorista Suvilahteen. Järjestelyä esittää kuva 43. Ilmalantori-Pasila-yhteys voisi tässä vaihtoehdossa olla esimerkiksi 800 mm² alumiini, koska sen kautta ei kulje suurta tehoa. Tässä vaihtoehdossa olisi edelliseen vaihtoehtoon nähden se hyvä puoli, että suuritehoiset yhteydet kulkisivat eri reittiä, mikä lisää käyttövarmuutta. Tässä tapauksessa pahiten kuormittuu yhteys Viikinmäki-Pasila. Sen huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee vuoden 2020 ennusteilla 93-101 % ja vuoden 2030 nopean kasvun ennusteella 114 %.



Kuva 43. Suuritehoinen kaapeli väleillä Vm-Ps, Ps-VI, VI-Su, Vm-It ja It-Su.

Yksi vaihtoehto on rakentaa Viikinmäestä Suvilahteen erillinen, suora, suuritehoinen kaapeliyhteys kuvan 44 mukaisesti. Tässä tapauksessa Pasila-Vallila-yhteys pidettäisiin auki. Asemia syöttävien kaapelien Viikinmäki-Suvilahti-välillä ei tässä tapauksessa tarvitsisi olla erityisen suuritehoisia. Kuten niissä vaihtoehtoissa, joissa suuritehoinen kaapeli

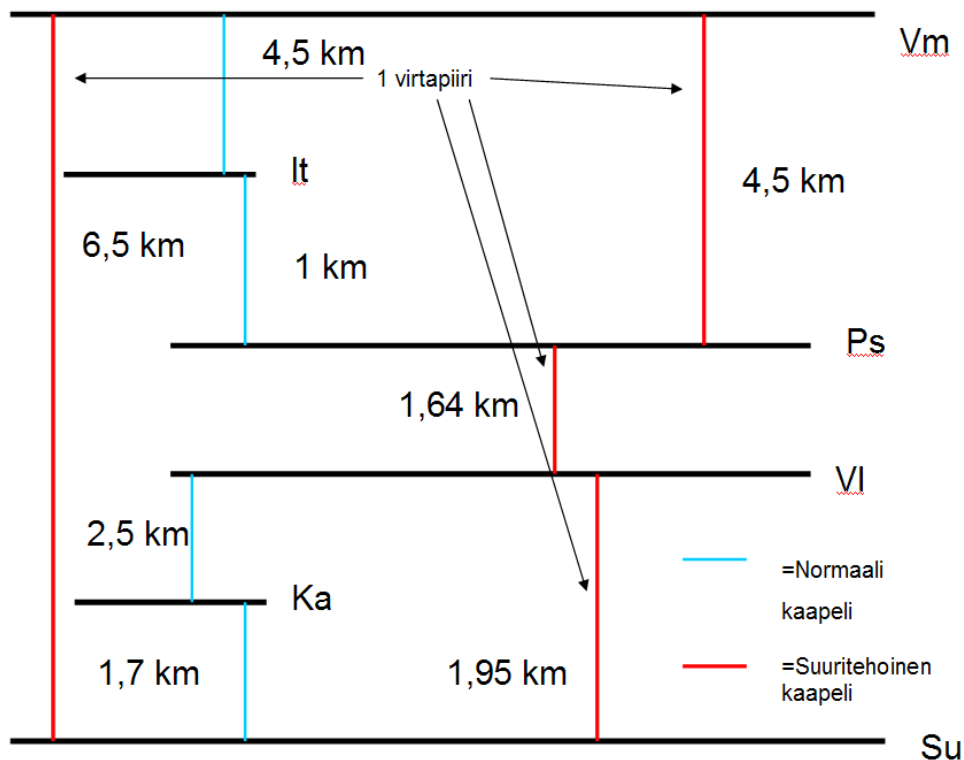
menee asemien kautta, myös tässä tapauksessa kaapelin on oltava erittäin järeää, mikäli halutaan selvittää yhdellä virtapiirillä. 3000 mm² kuparikaapeli asennettuna kolmioon kuormittuisi pituudesta riippuen vuoden 2020 83-105 % ennusteilla ja vuoden 2030 ennusteilla 106-119 %. Mikäli käytetään tasoasennusta, kuormitukseksi tulee vuoden 2020 ennusteilla 76-95 % ja vuoden 2030 ennusteilla 93-107 %.



Kuva 44. Erillinen, suuritehoinen kaapeli välillä Vm-Su.

Myös erillistä kaapeliyhteyttä käytettäessä siirtokapasiteetti riittää paremmin, jos käytetään kahta virtapiiriä. Kun käytetään kahta 1200 mm² kuparikaapelia asennettuna kolmioon, tulee huipunaikaiseksi kuormitukseksi pituudesta riippuen vuoden 2020 kuormilla 69-81 % ja vuoden 2030 kuormilla 85-92 %.

Kahta suuritehoista virtapiiriä käytettäessä on olemassa muitakin vaihtoehtoja kuin ne, joita on tarkasteltu edellä. Siinä vaihtoehdossa, jossa kaapelit kulkevat asemien kautta, oletettiin molempien virtapiirien kulkevan samaa reittiä ja olevan kytkettynä samoihin asemiin. Olisi myös mahdollista toimia niin, että yksi virtapiiri kulkee asemien kautta ja toinen virtapiiri suoraan Viikinmäestä Suvilahteen. Asemien kautta kulkeva virtapiiri olisi kytketty Viikinmäkeen, Pasilaan, Vallilaan ja Suvilahteen. Järjestelyä esittää kuva 45.

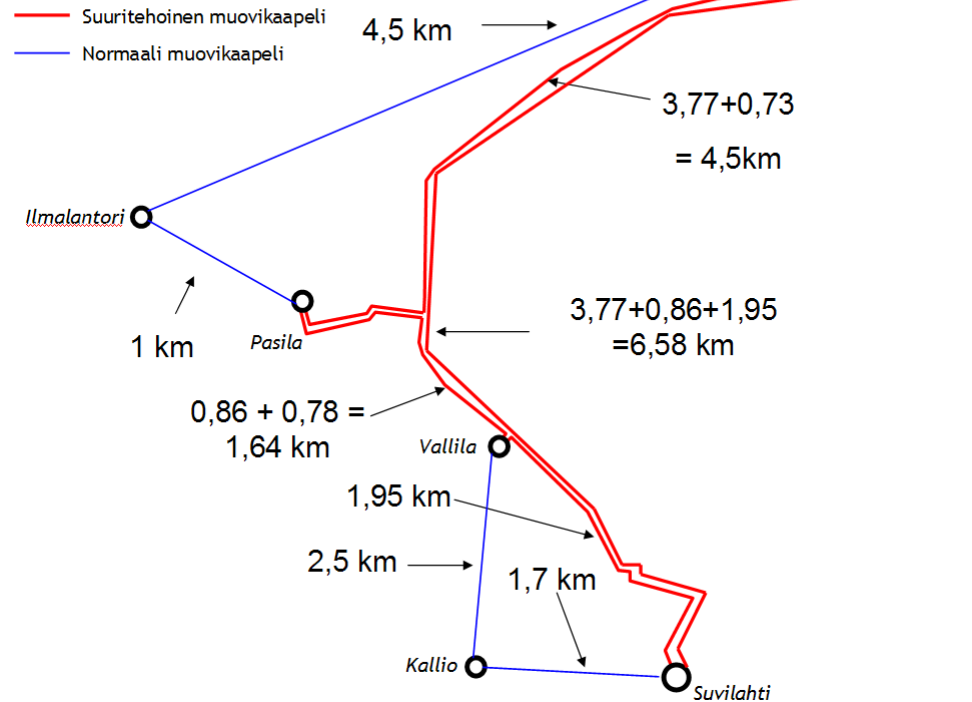


Kuva 45. Yksi suuritehoinen virtapiiri asemien kautta ja toinen suoraan Vm-Su.

Suuritehoisten virtapiirien kulkiessa eri reittejä on kiinnitettävä huomiota siihen, että virtapiirit kuormittuvat suunnilleen yhtä paljon. Laskelmien mukaan hyvä tasapaino saavutettaisiin, jos erillisen virtapiirin pituus olisi noin 6,5 km. Asemien kautta kulkevan suuritehoisen virtapiirin pituudeksi oletettiin sama kuin nykyisen, heikomman asemien kautta kulkevan virtapiirin pituus. Nykyisten yhteyksien Viikinmäki-Pasila, Pasila-Vallila ja Suvilahti-Vallila yhteenlaskettu pituus on noin 8,1 km.

Käytännössä ”erillinen” virtapiiri voisi kulkea suurimman osan matkasta samaa reittiä aseman kautta kulkevan virtapiirin kautta. Siinä kohdassa, jossa nykyinen öljykaapeli haarautuu muovikaapelina Pasilaan, haarautuisi vain toinen suuritehoinen kaapeli Pasilaan ja toinen kulkisi suoraan. Kun edellä lasketusta 8,1 kilometristä vähennetään Pasilaan kulkevan muovikaapelin pituus kaksinkertaisena, jää jäljelle suunnilleen haluttu 6,5 km. Ideaa havainnollistaa kuva 46.

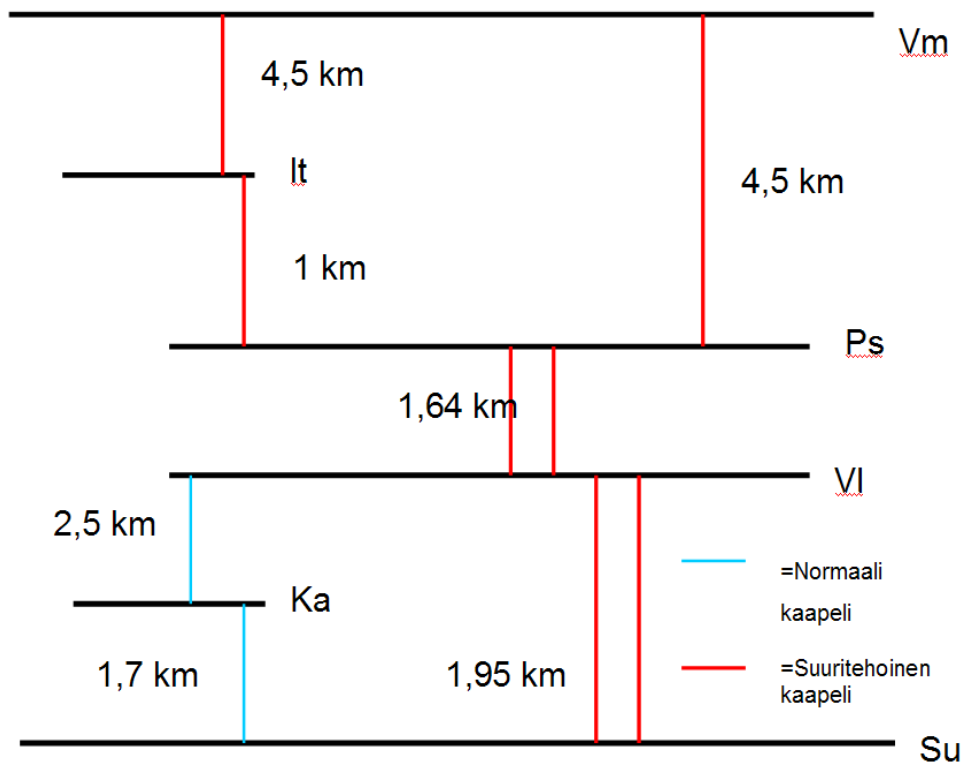
110 kV KAAPELIVERKKO 2007
Viikinmäki - Suvilahti



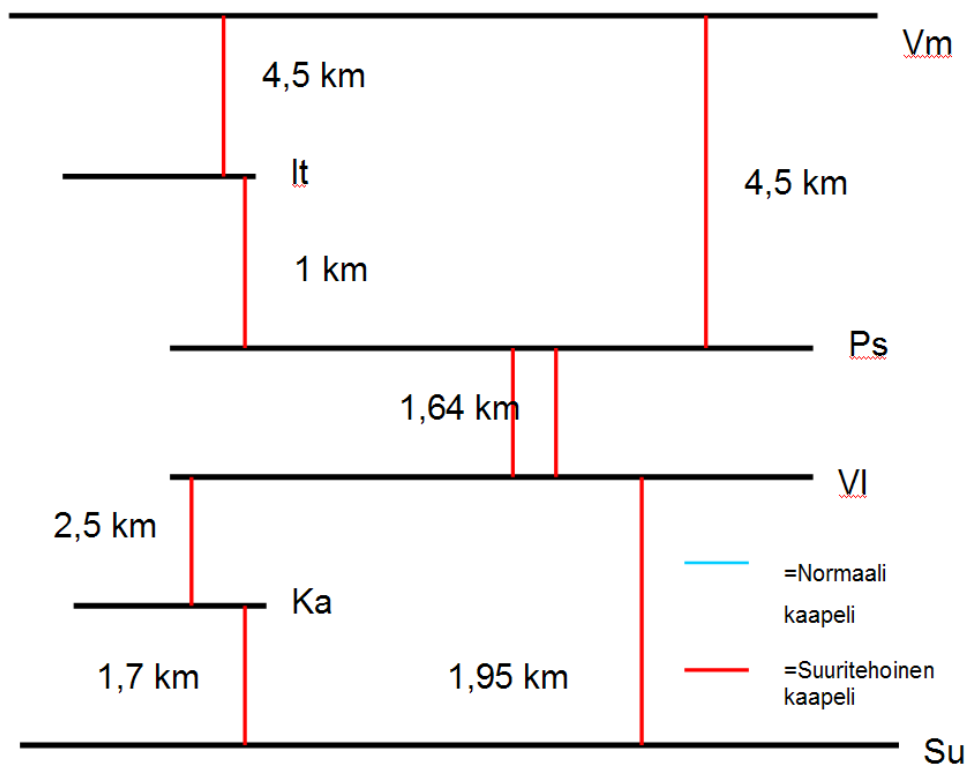
Kuva 46. Kaksi suuritehoista virtapiiriä, joista toinen kulkee asemien kautta. Kuva on likimäärin oikeissa mittasuhteissa.

Yhden asemien kautta kulkevan 1200 mm² kuparikaapelin ja toisen suoraan Viikinmäestä Suvilahteen kulkevan 1200 mm² kuparikaapelin tapauksessa prosentuaalisesti eniten kuormittuu väli Viikinmäki-Ilmalantori, jos Ilmalantori-Pasila on kiinni. Huipunaikainen kuormitus on vuonna 2020 82-90 % ja vuonna 2030 102 %. Jos Ilmalantori-Pasila pidetään auki, eniten kuormittuu Viikinmäki-Pasila, jonka kuormitus on vuonna 2020 85-93 % ja vuonna 2030 105 %.

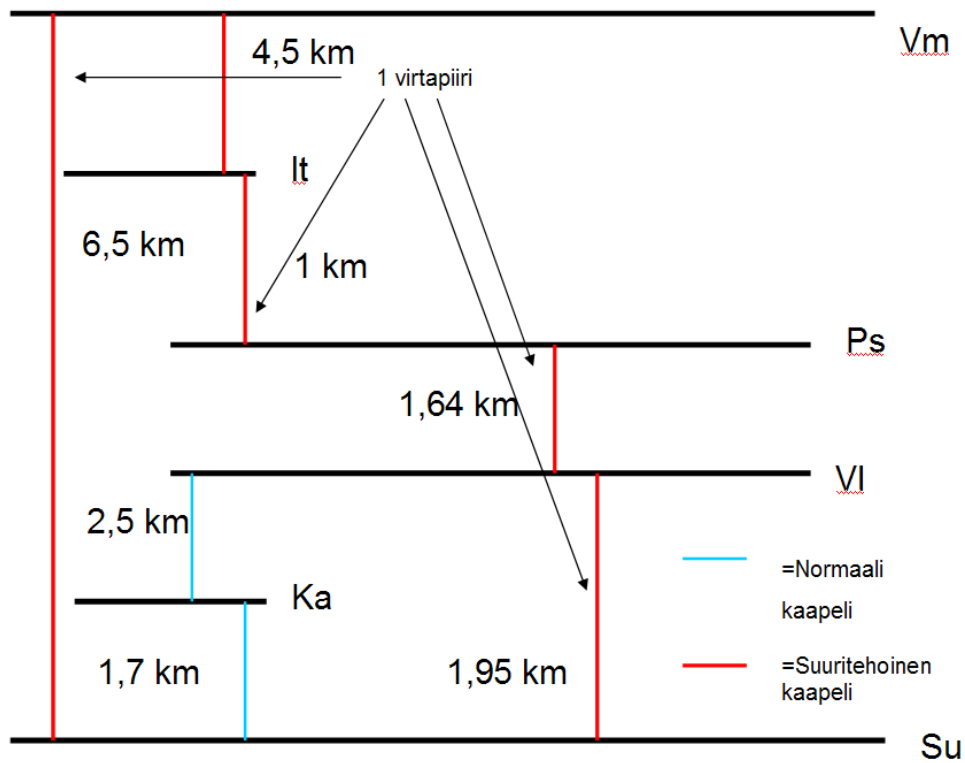
On myös mahdollista toimia niin, että toinen suuritehoinen virtapiiri kulkee Viikinmäestä Ilmalantorin kautta Pasilaan ja toinen suoraan Viikinmäestä Pasilaan, minkä jälkeen kaapelit kulkisivat yhtä matkaa Vallilan kautta Suvilahteen. Vaihtoehtoisesti toinen suuritehoinen virtapiiri voisi kulkea Kallion kautta. Nämä ratkaisut säästäisivät kustannuksia, koska tällöin ei tarvitsisi suuritehoisten runkokaapelien lisäksi rakentaa erillistä, heikommalla kaapelilla toteutettua yhteyttä Ilmalantorille. Näissäkin tapauksissa toinen virtapiiri voisi mennä suoraan Viikinmäestä Suvilahteen kulkematta asemien kautta. Erilaisia mahdollisia vaihtoehtoja esittävät kuvat 47-50.



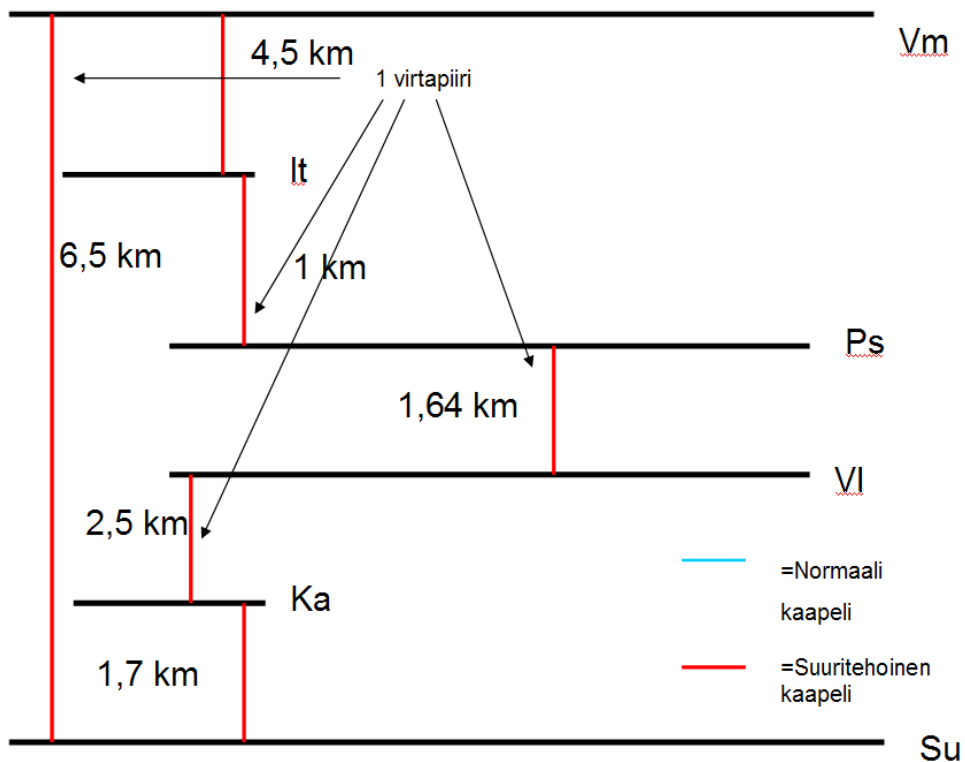
Kuva 47. Yksi suuritehoinen virtapiiri suoraan Viikinmäestä Pasilaan ja toinen Ilmalantorin kautta.



Kuva 48. Toinen suuritehoinen virtapiiri kiertää Ilmalantorin ja Kallion kautta. Molemmat virtapiirit ovat kytkettynä Pasilaan ja Vallilaan.



Kuva 49. Yksi suuritehoinen virtapiiri suoraan Viikinmäestä Suvilahteen ja toinen asemien kautta. Viikinmäki-Pasila-välillä ei suoraa yhteyttä.



Kuva 50. Yksi suuritehoinen virtapiiri suoraan Viikimäestä Suvilahteen ja toinen asemien kautta. Viikinmäki-Pasila-välillä ei suoraa yhteyttä. Suuritehoinen virtapiiri Kallion kautta.

Kuvan 47 vaihtoehdossa eniten kuormittuu yhteys Viikinmäki-Pasila, jonka huipunaikainen kuormitus on vuoden 2020 ennusteilla 98-106 % ja vuoden 2030 nopean kasvun ennusteella 120 %. Myös kuvan 48 vaihtoehdossa Viikinmäki-Pasila kuormittuu eniten. Kuormitus on vuoden 2020 ennusteilla 96-105 % ja vuoden 2030 nopealla ennusteella 118 %.

Kuvan 49 vaihtoehdossa eniten kuormittuu yhteys Viikinmäki-Ilmalantori, jonka huipunaikainen kuormitus on vuoden 2020 ennusteilla 93-100 % ja vuoden 2030 nopean kasvun ennusteella 114 %. Kuvan 50 vaihtoehdossa kuormittuu eniten yhteys Viikinmäki-Suvilahti. Kuormitus on vuoden 2020 ennusteilla 95-103 % ja vuoden 2030 nopealla ennusteella 116 %.

Taulukkoon 5 on kerätty tärkeimmät yllä esitetyt laskentatulokset. Siinä oletetaan siis kesäpäivän kuormitustilanne, jossa ainoastaan Vuosaaressa on tuotantoa ja Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto on poissa käytöstä. Suorien Viikinmäki-Suvilahti-kaapelien tapauksessa taulukossa on käytetty lyhintä arviota kaapelin pituudesta. Tämä tarkoittaa sitä, että virta ja kuormitus ovat yläraja-arvioita.

Taulukko 5. Kaapeleiden huipunaikaiset kuormitukset erilaisissa Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkon ratkaisuissa.

Kuvaus	Kuva	Eniten kuormittuva virtapiiri	Kuormitus 2020 normaalilla kasvulla	Kuormitus 2020 nopealla kasvulla	Kuormitus 2030 nopealla kasvulla
3000 mm ² Cu kolmio asemien kautta. Ps-It auki.	43	Vm-Ps	104 %	113 %	128 %
3000 mm ² Cu kolmio asemien kautta. Vm-It ja It-Ps 1200 mm ² Cu.	43	Ps-VI	92 %	100 %	113 %
3000 mm ² Cu taso asemien kautta. Ps-It auki.	43	Vm-Ps	93 %	101 %	114 %
3000 mm ² Cu taso asemien kautta. Vm-It ja It-Ps 1200 mm ² Cu.	43	Ps-VI	83 %	90 %	102 %
2x1200 mm ² Cu kolmio nykyisten asemien kautta	43	Vm-It	85 %	93 %	104 %
2x1200 mm ² Cu kolmio, joista yksi Ilmalantorista Suvilahteen	44	Vm-Ps	93 %	101 %	114 %
3000 mm ² Cu kolmio suoraan Vm-Su	45	Vm-Su	97 %	105 %	119 %
3000 mm ² Cu taso suoraan Vm-Su	45	Vm-Su	86 %	95 %	107 %
2x1200 mm ² Cu kolmio suoraan Vm-Su	45	Vm-Su	75 %	81 %	92 %
1x1200 mm ² Cu asemien kautta, toinen suoraan Vm-Su	46	Vm-Ps	85 %	93 %	105 %
1x1200 mm ² Cu suoraan Viikinmäestä Pasilaan ja toinen Ilmalantorin kautta	48	Vm-Ps	98 %	106 %	120 %
1x1200 mm ² Cu asemien kautta, toinen suoraan Vm-Su. Vm-Ps välillä ei suoraa yhteyttä.	50	Vm-It	93 %	100 %	114 %

On huomioitavaa, että yllä olevat laskelmat kuvaavat pahinta tapausta. Käytännössä voi olla useitakin seikkoja, joiden seurauksena kuormitus on todellisuudessa pienempi kuin laskettu. Erityisesti vuoden 2030 laskelmat perustuvat oletukseen nopeasta kuorman kasvusta, jonka toteutuminen on hyvin epävarmaa. Lisäksi muilla 110 kV verkon ratkaisulla voi olla jonkin verran vaikutusta Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkon kuormitukseen. Esimerkiksi Pitäjänmäki-Salmisaari-yhteyden kaapelointi pienentäisi sen impedanssia, jolloin Herttoniemi-Suvilahti -kaksoisjohdon yhteisviassa pienempi osuus menisi Viikinmäki-Suvilahti-verkon kautta. Tämä keventäisi Viikinmäki-Suvilahti-verkon kuormitusta tilanteesta riippuen noin 10-20 %. Jos Herttoniemi-Suvilahti-yhteys kaapeloidaan, pienentää se puolestaan kahden virtapiirin yhtäaikaisen vian riskiä.

Mikäli halutaan varautua sellaiseen tapaukseen, että toinen kaksoisavojohdoista Pitäjänmäki-Salmisaari ja Herttoniemi-Suvilahti on suunnitellussa keskeytyksessä samalla, kun toiseen tulee vika, pitää Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkon pystyä siirtämään koko kantakaupungin teho. Tällöin yksi suuritehoinen virtapiiri ei ole realistinen vaihtoehto. Vuoden 2020 ennusteilla suuritehoisen virtapiirin pitäisi pystyä siirtämään 390-420 MW ja vuoden 2030 nopealla ennusteella jopa 480 MW. Jopa kahta erillistä 1200 mm² kuparikaapelia käytettäessä tapahtuu ylikuormitus vuoden 2030 nopealla ennusteella. Huipunaikainen kuormitus on tällöin 117 %. Jos kaapelit kulkevat asemien kautta, voi virtapiirien kuormitus kasvaa vielä suuremmaksi. Kuormitus voitaisiin pitää sallituissa rajoissa esimerkiksi käyttämällä tasoasennusta tai antamalla johtimen lämmitä korkeampaan lämpötilaan kuin 65 asteeseen.

Kallion sähköasemaa ei välttämättä rakenneta, vaan on mahdollista, että Suvilahteen rakennetaan kaksoisasema. Laskennoissa kuitenkin havaitaan, että tehonjako on kummassakin tapauksessa lähes sama. Ainoa huomattava muutos on Suvilahti-Vallila-virtapiirin kuormitus, joka riippuu muun muassa siitä, mihin ja millaisella kaapelilla Kallion sähköasema on kytketty. Suvilahti-Vallila-virtapiirin kuormituksella ei ole kuitenkaan suurta merkitystä tehon virratessa pohjoisesta etelään, koska pohjoisemmat kaapeliosuudet tulevat suurempaan kuormaan. Tuloksia, jotka on saatu olettamalla Kallioon uusi sähköasema, voidaan siis käyttää myös siinä tapauksessa, jossa Suvilahteen rakennetaan kaksoisasema. Silloin, kun tarkastellaan tehon virtaamista etelästä pohjoiseen, pitää asemaratkaisut kuitenkin tarkastella erikseen, koska tällöin Suvilahti-Vallila on usein eniten kuormitettu kaapeliosuus.

Kun kantakaupungin kulutus on hyvin pieni, mutta käynnissä on kaikki tuotanto, teho siirtyy etelästä pohjoiseen. Tarkasteltiin tilannetta, jossa kuormat ovat kesäyön 2020 hitaan ennusteen mukaisia ja käynnissä ovat Hanasaaren, Salmisaaren ja Kellosaaren voimalaitokset. Osoittautui, että tämä kuormitustilanne on yleisesti ottaen helpompi kuin se, jossa kulutus on suuri ja tuotantoa ei ole. Ongelmia voi tulla vain silloin, jos sekä Pitäjänmäki-Salmisaari että Herttoniemi-Suvilahti ovat poissa käytöstä. Tällöin saattaa tapahtua ylikuormitus, jos on käytössä vain yksi suuritehoinen virtapiiri.

Suuren tuotannon ja pienen kulutuksen tapauksesta voi aiheutua enemmän ongelmia silloin, jos Hanasaaren lisättäisiin tuotantoa 110 kV verkkoon. Lisätuotannon määräksi oletettiin saman verran kuin tuotantoa

on Hanasaaressa tällä hetkellä, eli 220 MW. Lisäksi oletettiin, että Salmisaari ja Kellosaari ovat käynnissä. Tällöin Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisjohdon ollessa poissa käytöstä tulee joissakin ratkaisuissa Suvilahti-Vallila-virtapiiri ylikuormaan. Kuitenkin käytännössä Kellosaari on harvoin käynnissä. Kun tuotantona on vain Salmisaari ja Hanasaari oletetun lisätuotannon kanssa, pysyvät kuormitukset sallituissa rajoissa. Jos Herttoniemi-Suvilahti-johdon lisäksi myös Pitäjänmäki-Salmisaari on poissa käytöstä, seuraa kaapeliyhteyksiin huomattavia ylikuormituksia.

Asennustapaa valittaessa on huomioitava, että rinnakkaiset virtapiirit on sijoitettava riittävän etäälle toisistaan, jotta kaapelien toisiaan lämmittävä vaikutus ei pienentäisi siirtokapasiteettia. Kahden metrin etäisyydellä kuormitettavuus on kaapelivalmistajan tietojen [25] mukaan 96 % siitä, mitä se on silloin, kun kaapelit ovat äärettömän kaukana toisistaan.

Viikinmäki-Suvilahti-välin ratkaisujen kustannuksia arvioidessa tulee ottaa huomioon se, että uusien asemien rakentamisen ja öljykaapelien uusimisen yhteydessä joudutaan joka tapauksessa tekemään kaapeli-investointeja. Vaikka suuritehoisia runkokaapeleita ei asennettaisi, joudutaan jonkinlaisia uusia kaapeleita kuitenkin asentamaan. Niissä tarkastelluissa tapauksissa, joissa suuritehoiset kaapelit kulkevat asemien kautta, voidaan välttyä asentamasta uusia, heikompia kaapeleita. Tämän vuoksi pitää aluksi selvittää, kuinka paljon kaapeliverkkoon pitää investoida, jos suuritehoisia kaapeleita ei asenneta.

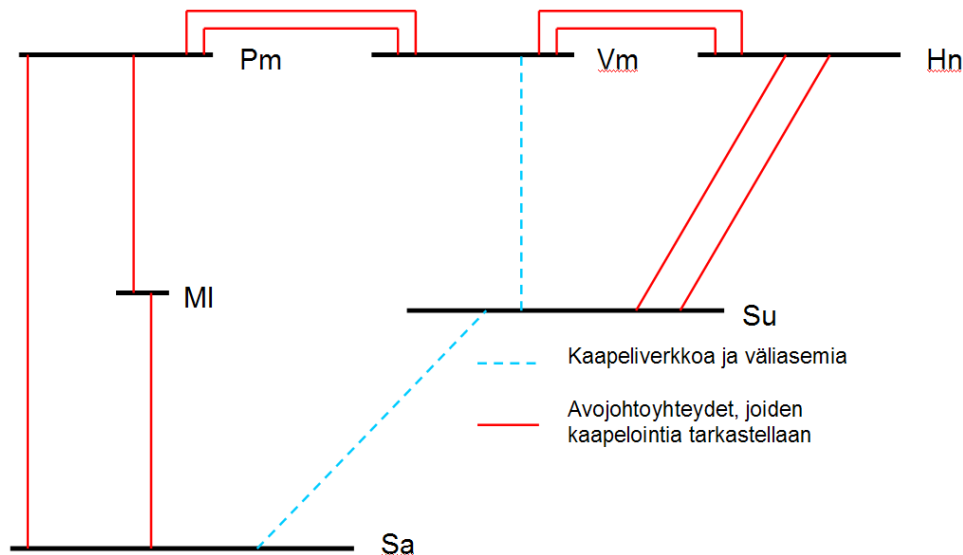
Kuvan 41 mukaisessa perusratkaisussa uutta muovieristeistä kaapelia olisivat ainakin yhteydet Viikinmäki-Ilmalantori ja Ilmalantori-Pasila sekä nykyiset öljykaapeliosuudet yhteyksistä Viikinmäki-Pasila, Pasila-Vallila ja Vallila-Suvilahti. Oletetaan, että Kallion sijaan Suvilahteen rakennetaan kaksoisasema, jolloin Kallion liittämiseen ei tarvita uutta kaapelia. Yhteensä uutta kaapelia tulisi tällöin noin 12 km. Jos oletetaan tämän vahvuudeksi 800 mm² alumiini ja asennuskustannukseksi 600 €/m, saadaan uusien kaapelien hinnaksi asennuksineen noin 10 M€. Asennuskustannus on karkea arvio. Todellisiin kustannuksiin vaikuttaa muun muassa se, kuinka paljon voidaan hyödyntää valmiita tunneleita.

Jos rakennetaan kaksi erillistä, suuritehoista, suoraa yhteyttä Viikinmäestä Suvilahteen, tarvitaan lisäksi kaikki edellä mainitut investoinnit. Ala- ja yläraja-arvio suuritehoisten kaapelien pituuksille ovat 5 km ja 8,1 km. Kun oletetaan kaapelin vahvuudeksi 1200 mm² kupari ja asennuskustannukseksi 600 €/m/virtapiiri, saadaan lyhyemmällä pituusarviolla suuritehoisten kaapelien aiheuttamaksi lisäkustannukseksi noin 9 M€ ja pidemmällä arviolla noin 15 M€. Kaapeliverkkoon joudutaan siis yhteensä investoimaan noin 19-25 M€. Näihin kustannusarvioihin ei sisälly uusien tunneleiden rakentamista, vaan oletuksena on joko nykyisten tunnelien hyödyntäminen reittinä tai kaapeleiden asentaminen pintakaivantoon. Jos joudutaan rakentamaan uusia tunneleita, kustannukset kasvavat merkittävästi korkeammiksi.

Kun suuritehoiset kaapelit kulkevat asemien kautta, tulevat kaapeliverkon kokonaiskustannukset hieman pienemmiksi, koska normaalivahvuisia kaapeleita tarvitsee asentaa vähemmän. Tapauksesta riippuen saadaan yllä esitetyillä oletuksilla erilaisille vaihtoehdoille hinta-arvioita 14-20 M€ väliltä. Myös tässä oletetaan asennus pintakaivantoon tai nykyisten tunnelien hyödyntäminen reittinä.

6.2.2 Avojohtojen kaapelointi

Helsingissä on ollut painetta kaapeloida avojohtoyhteyksiä erityisesti kantakaupungin lähistöllä. Yhteyksiä, joiden kaapelointia on harkittu, ovat kaksoisavojohdot Herttoniemi-Suvilahti, Pitäjänmäki-Viikinmäki, Pitäjänmäki-Salmisaari ja Herttoniemi-Viikinmäki. Tilannetta esittää kuva 51. Näistä Viikinmäki-Herttoniemi-avojohdon alkuosa on jo kaapeloitu korvaamalla se kahdella 2000 mm² kuparikaapelilla. Tämä kuparikaapeli vastaa siirtokapasiteetiltaan suunnilleen 2Duck-avojohtoa. Herttoniemi-Suvilahti-avojohdon kaapelointiin on ollut erityisen paljon painetta.



Kuva 51. Avojohtoyhteydet, joiden kaapelointiin on ulkoista painetta

Avojohtojen korvaaminen kaapelilla vaikuttaa tehonjakoon, koska induktanssi on pienempi ja kapasitanssi suurempi. Erilaisia tarkastelutilanteita tulee yhteensä $4+C(4, 2)+C(4, 3)+1=15$, kun yksi tai useampi tarkasteltavista avojohtoyhteyksistä on korvattu kaapeleilla. Näiden lisäksi tarkasteltiin tietysti myös perustilannetta, jossa yhtään avojohtoyhteyttä ei ole kaapeloitu.

Laskuissa oletettiin, että kaksoisavojohdon kaapelointiin käytetään Viikinmäki-Herttoniemi-johdon tapaan kahta 2000 mm² kuparikaapelia. Kaapelit oletettiin asennetuksi kolmioon. Viikinmäki-Herttoniemi-johdon kaapeloidulla osuudella on käytetty osittain tasoasennusta ja osittain kolmioasennusta. Kuormitettavuuden oletin vastaavan maa-asennusta 65 asteen maksimilämpötilassa. Todellisuudessa kuormitettavuus saattaa olla tätä suurempi, jos kaapelit on asennettu esimerkiksi hyvin ilmastoituun tunneliin. Lisäksi laskuissa oletettiin, että virtapiirit on asennettu niin etäälle toisistaan, etteivät ne lämmitä merkittävästi toisiaan.

Jos kaikki tarkasteltavat avojohtoyhteydet kaapeloidaan, ei perustilanteen (tällä tarkoitetaan tilannetta, jossa vikoja ei esiinny) tehonjako muutu kovin paljon verrattuna tilanteeseen, jossa mitään ei ole kaapeloitu. Kaapelireittejä pitkin kulkevat pätötehot ovat samaa luokkaa kummassakin tapauksessa. Sen sijaan välivaiheissa, joissa vain osa yhteyksistä on kaapeloitu, teho jakautuu eri tavalla.

Tarkastellaan kesäpäivän 2020 tilannetta, jossa tuotanto on Vuosaarella 300 MW ja Martinlaaksossa 80 MW. Riippuen siitä, mitä yhteyksiä on kaapeloitu, Viikinmäki-Herttoniemi-yhteyden perustilanteen pätöteho vaihtelee välillä 1-56 MW, Pitäjänmäki-Viikinmäki-yhteyden 24-83 MW, Herttoniemi-Suvilahti-yhteyden 95-158 MW ja Pitäjänmäki-Salmisaari-yhteyden 34-96 MW. Nämä arvot ovat yhden virtapiirin tehoja.

Talvipäivän tapauksessa perustilanteen pätötehot vaihtelevat kaapelointiasteesta riippuen seuraavasti: Viikinmäki-Herttoniemi 52-97 MW, Pitäjänmäki-Viikinmäki 13-39 MW, Herttoniemi-Suvilahti 32-75 MW, Pitäjänmäki-Salmisaari 7-32 MW. Kuten kesäpäivän tilanteessa, myös talvipäivän tilanteessa kaikkien tarkasteltavien yhteyksien kaapeloiminen pitää tehonjaon pätötehon osalta suunnilleen ennallaan verrattuna tilanteeseen, jossa mitään ei ole kaapeloitu.

N-1-viat ja kaksoisjohtojen viat eivät aiheuta vuoden 2020 normaalin kasvun kuormilla ongelmia millään tarkastellulla kaapelointikombinaatiolla. Vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla kuitenkin voi yhden Herttoniemi-Suvilahti-virtapiirin vika aiheuttaa rinnakkaisen virtapiirin ylikuormittumisen, jos Herttoniemi-Suvilahti-yhteys on kaapeloitu. Huipunaikainen kuormitus on pahimmassa tapauksessa noin 127 %. On kuitenkin muistettava, että tässä on oletettu, että kaapeli on asennettu maahan ja maksimilämpötila on 65 astetta.

Avojohtojen kaapeloinnilla on vaikutusta loistehotaseeseen. Koska kaapelin induktanssi on pienempi kuin vastaavan avojohdon, kuluu loistehoa vähemmän. Suurempi vaikutus on kuitenkin kaapelin kapasitanssilla. 2Duck-avojohdon kapasitanssi on luokkaa 12-13 nF/km, kun 2000 mm² kuparikaapelilla se on 330 nF/km. Kaapelit siis tuottavat rinnakkaiskapasitanssissaan suuren määrän loistehoa.

Kaapelin rinnakkaiskapasitanssin tuottama lisäloisteho avojointoon verrattuna voidaan helposti laskea kaavalla 22.

$$Q_{\text{tuot}} = 2\pi f (c_{\text{kaapeli}} - c_{\text{avo}}) U^2 = 2\pi * 50\text{Hz} * (330 \frac{\text{nF}}{\text{km}} - 12.5 \frac{\text{nF}}{\text{km}}) * (115\text{kV})^2 =$$

$$1.32 \text{ MVar} / \text{km} \quad (22)$$

Kaapeloitavien avojointojen pituus on yhteensä 45,6 km, kun otetaan huomioon se, että virtapiirejä on kaksi rinnakkain ja se, että Viikinmäki-Herttoniemi-yhteydestä on kaapeloitu jo yhteensä 1,79 km. Täten kaikki avojohdot kaapeloimalla saataisiin noin 60 MVar lisää loistehoa. Laskelmat SINCAL:illa vahvistavat tämän tuloksen.

Kaapelien pienemmän induktanssin aiheuttamaa loistehon kulutuksen vähentymistä ei pysty yhtä helposti laskemaan paperilla, koska se riippuu johdon kuormituksesta. SINCAL:illa laskettuna saadaan vähennykseksi kesäpäivän perustilanteessa noin 10 MVar ja talvipäivän perustilanteessa 4 MVar, kun kaikki avojohdot on kaapeloitu.

Kaapeloidussa verkossa kiinnostaa tietää, ylittyvätkö jänniterajat silloin, kun kulutus on pieni. Pahin tilanne ei automaattisesti ole silloin, kun myös tuotanto on huipussa, koska generaattorit voivat tasoittaa verkon

jännitettä alaspäin. Tilannetta tarkasteltiin SINCAL:issa käyttäen kesäyön minimikuormia. Vaikka kaikki tarkasteltavat avojohdot olisi kaapeloitu ja lisäksi Viikinmäki-Suvilahti ja Suvilahti-Salmisaari-väleillä olisi kaksi suuritehoista 110 kV kaapelia, eivät jännitteet kuitenkaan nouse ylisuuriksi. 400/110 kV muuntajien käämikytkimillä saadaan riittävästi säätövaraa, vaikka mitään tuotantoa ei olisi käynnissä.

Avojohtojen kaapelointi lisää jonkin verran oikosulkuvirtoja, koska kaapelilla on pienempi impedanssi kuin avojohdolla. Viikinmäki-Herttoniemi-välin kaapelointi lisää Viikinmäen 3-vaiheisen oikosulkuvirran huippuarvoa talvella noin 0,8-0,9 kA ja Herttoniemen noin 0,7-0,8 kA. Pitäjänmäki-Viikinmäki-yhteyden kaapelointi lisää Pitäjänmäen oikosulkuvirtaa noin 1,8-1,9 kA ja Viikinmäen 0,3-0,4 kA. Herttoniemi-Suvilahti-yhteyden kaapelointi lisää Herttoniemen oikosulkuvirtaa noin 0,7-0,9 kA ja Suvilahden noin 1,1-1,2 kA. Pitäjänmäki-Salmisaari-yhteyden kaapelointi lisää Pitäjänmäen oikosulkuvirtaa noin 1,2-1,6 kA ja Salmisaaren noin 0,9 kA. Kaikkien avojointojen kaapelointi lisää Viikinmäen oikosulkuvirtaa 1-1,2 kA, Herttoniemen 1,2-1,4 kA, Suvilahden 1,3 kA ja Salmisaaren 1,7 kA.

Oikosulkuvirrat on laskettu talvipäivän tilanteessa. Generaattoreista päällä ovat olleet ensimmäisessä tarkastelussa kaikki paitsi Kellosaari ja jälkimmäisessä myös Kellosaari. Verkkoon ei ole oletettu uutta tuotantoa ja 400 kV kantaverkon oikosulkuvirrat ovat nykyisen suuruisia. Oikosulkuvirtojen absoluuttiset arvot silloin, kun kaikki suunnitellut kaapeloinnit on suoritettu ja Kellosaaren kaasuturbiinit ovat käynnissä, ovat seuraavia: Viikinmäki 36,7 kA, Suvilahti 36,1 kA, Salmisaari 35,3 kA, Herttoniemi 36,9 kA, Pitäjänmäki 35,4, Tammisto 37,0 kA.

Kaapelointi lisää kapasitiivisia maasulkuvirtoja. Koska tällä hetkellä 110 kV verkossa maasulkuvirrat on ylikompensoitu reaktoreilla, pienenee maasulkuvirran itseisarvo kaapeloinnin seurauksena. Esimerkiksi Tammiston maasulkuvirta on noin 3,3 kA ilman kaapelointeja ja 2,3 kA silloin, kun kaikki tarkasteltavat avojohdot on kaapeloitu ja lisäksi Viikinmäki-Suvilahti ja Suvilahti-Salmisaari-väleillä on kaksi 1200 mm² kaapelia. Maasulkuvirran kulma muuttuu kaapeloinnin seurauksena enimmillään alle yhden asteen. Tällä tarkoitetaan kuhunkin solmuun tulevaa summavirtaa. Virran tietystä suunnasta tuleva komponentti sen sijaan voi muuttua hyvinkin paljon.

Edellä mainitut arvot maasulkuvirralla pätevät silloin, kun vikaresistanssia ei ole. Kiinnostava on kuitenkin myös maasulkuvirtojen suuruus silloin, kun vikaresistanssi on 500 ohm. Maasulkuvirtojen pitäisi tässäkin tapauksessa kaikkialla ylittää 120 A, jotta suojaus toimisi. Laskennassa havaitaan, että ehto toteutuu sekä ilman kaapelointeja että kaapelointien kanssa. Kaapeloinneilla ei ole käytännössä mitään vaikutusta maasulkuvirtojen suuruuteen 500 ohmin vikaresistanssin tapauksessa, koska kaapeleiden kapasitanssien vaikutus kokonaisimpedanssia laskettaessa on mitätön vikaresistanssiin verrattuna. Laskennoissa pienin maasulkuvirran suuruus on noin 126 A, kun käytetään lähdejännitteenä 110 kV ilman korjauskertoimia.

Avojohtoista tullaan kaikkein todennäköisimmin kaapeloimaan väli Herttoniemi-Suvilahti, jos 400 kV verkkoa ei rakenneta kantakaupunkiin. Optimistinen alaraja-arvio kustannukselle saadaan, jos oletetaan kaapelin

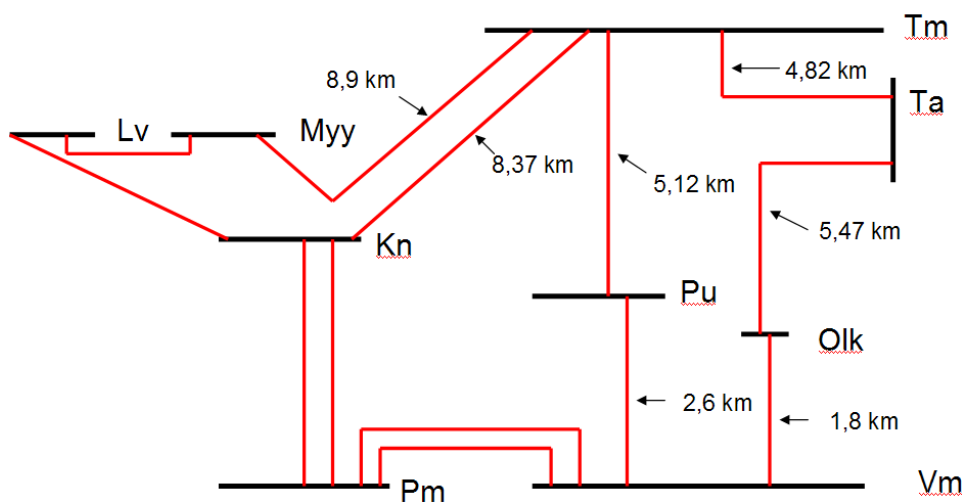
vahvuudeksi 2000 mm² kupari, asennuskustannukseksi 600 €/m ja kaapelin pituudeksi sama kuin avojohdon pituus. Tällöin kaapeloinnin hinnaksi tulisi noin 13 M€. Käytännössä kaapelit joudutaan kuitenkin tällä välillä asentamaan kalliotunneliin meren ja tieväylien alitusten sekä maanpäällisen tilan puutteen vuoksi. Kalliotunnelin kustannus on karkeasti 3 M€/km. Jos tunnelia tarvitsee rakentaa 6 km, koko kaksoiskaapeliyhteyden kustannus voi kohota noin 30 M€:oon.

Myös muilla tarkasteltavilla reiteillä kalliotunneli on lähes pakollinen. Tämä johtuu muun muassa siitä, että reitit sisältävät merenalituksia ja luonnonsuojelualueita. Kaapeleita ei haluta asentaa kadun alle, koska katu- ja putkityöt aiheuttaisivat tällöin riskejä tai keskeytyksiä kaapeleille. Kalliotunnelin sisältävät hinta-arviot ovat seuraavia: Pitäjänmäki-Viikinmäki 30 M€, Viikinmäki-Herttoniemi 22 M€, Pitäjänmäki-Salmisaari 34 M€.

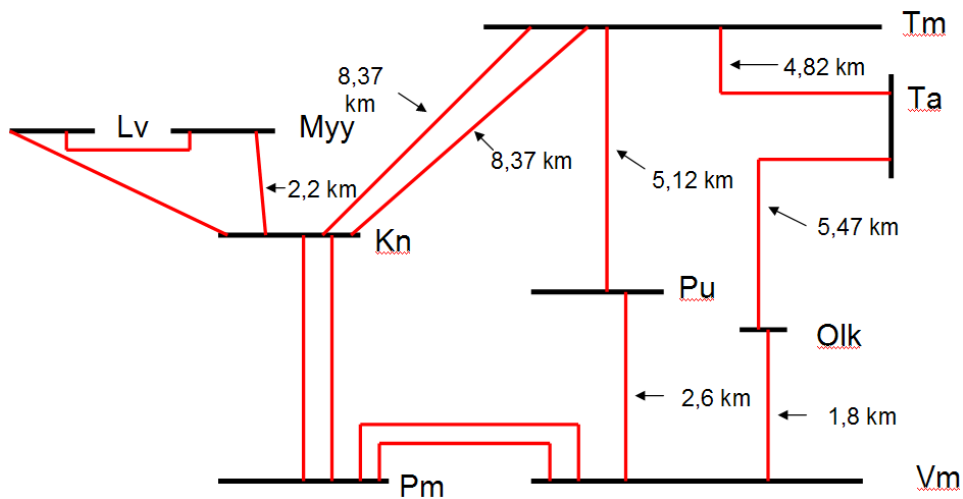
6.3 Siirtorajapinnan Kehä III – Helsinki siirtokyvyn kehittäminen

Tämän rajapinnan kannalta pahin tilanne on kesäpäivällä, kun Hanasaaren ja Salmisaaren voimalaitokset eivät ole käynnissä. Kun kaksoisavojohtoyhteys Vuosaaresta Herttoniemeen on auki sellaisesta kohdasta, ettei tehoa pääse virtaamaan sitä kautta kantakaupunkiin, joudutaan lähes koko Helsingin kuorma siirtämään kaksoisavojohtojen Viikinmäki-Tammisto ja Tammisto-Kannelmäki kautta. Jo nykyisillä kuormilla Viikinmäki-Tammisto-kaksoisavojohtojen terminen kapasiteetti uhkaa tulla vastaan.

Keinoja, joilla tilannetta voitaisiin helpottaa, ovat Tammisto-Viikinmäki-avojohtojen vahvistaminen 2Duck-johdoista 2Finch-johdoiksi sekä nykyisen Tammisto-Myyrmäki-johdon vetäminen sisään Kannelmäkeen. Johto kulkee samoilla pylväillä nykyisen Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kanssa. Kuvat 52 ja 53 kuvaavat kytkentätilannetta ennen ja jälkeen sisäänvetoa.

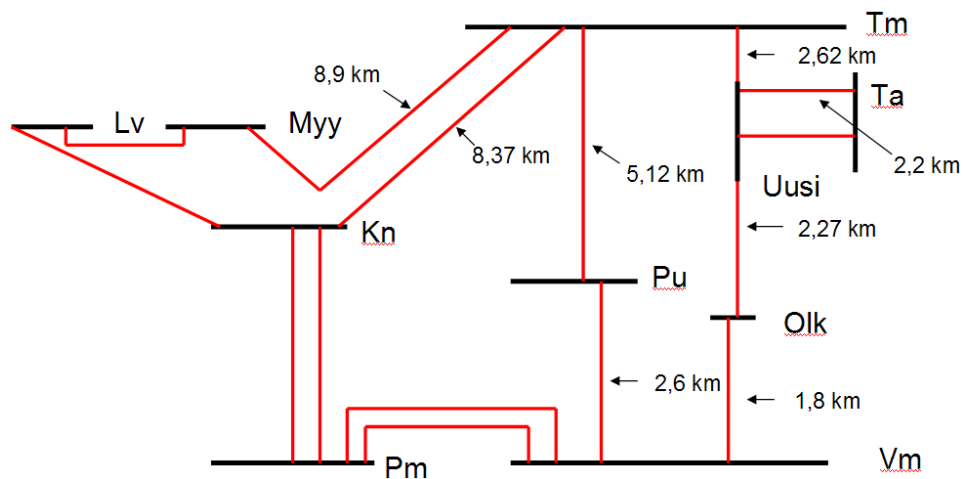


Kuva 52. Nykyinen kytkentätilanne, kun Tammistosta menee virtapiiri suoraan Myyrmäkeen.

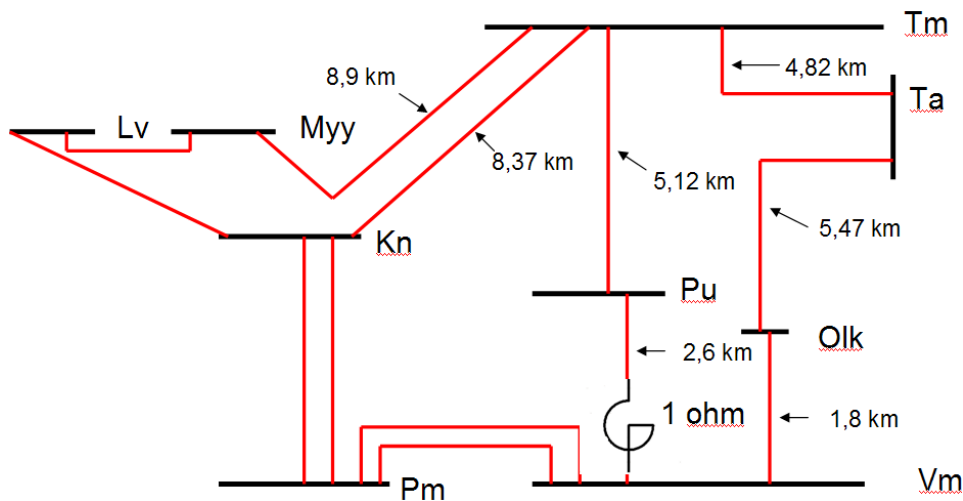


Kuva 53. Tammisto-Myyrmäki-johto vedetty sisään Kannelmäkeen.

Kuormitustilannetta voi myös helpottaa ilman, että tehdään varsinaisia johtovahvistuksia. Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohtodolla läntinen virtapiiri, johon Pukinmäki on kytketty, kuormittuu huipunaikaisessa tilanteessa huomattavasti enemmän kuin itäinen virtapiiri. Tämä selittyy sillä, että itäisen virtapiirin pituus on Tapanilan haarasta johtuen pidempi, jolloin sen impedanssi on suurempi. Tasaamalla virtapiirien kuormitusta voitaisiin siirtokapasiteettia kasvattaa. Tähän on käytännössä kaksi vaihtoehtoa: voidaan asentaa sarjareaktori Viikinmäkeen virtapiiriin Viikinmäki-Pukinmäki tai voidaan rakentaa kytkinlaitos siihen kohtaan, josta Tapanilan haara lähtee itään. Näitä ratkaisuja esittävät kuvat 54 ja 55.



Kuva 54. Sarjareaktori asennettu Viikinmäki-Pukinmäki-virtapiiriin.



Kuva 55. Uusi kytkinlaitos rakennettu Tapanilan haaran kohdalle.

Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohdon kuormituksen kannalta pahin vika on samoilla pylväillä kulkevien virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhtäaikainen vika tilanteessa, jossa Salmisaarella, Hanasaarella ja Kellosaarella ei ole tuotantoa. Tällöin myös Myllypuron kuorma tulee siirrettäväksi rajapinnan Kehä III – Helsinki kautta. Kuvaa 12 tarkastelemalla nähdään, että tässä viassa koko Helsingin teho Vuosaarta ja Suurmetsää lukuun ottamatta joudutaan siirtämään virtapiirejä Tammisto-Kannelmäki, Leppävaara-Kannelmäki, Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila pitkin.

Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormittumisen kannalta pahin vika on virtapiirien Tammisto-Tapanila ja Tammisto-Pukinmäki yhtäaikainen vika. Tässä viassa Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormitus nousee siis korkeammaksi kuin virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa. Virtapiiri Tammisto-Myymäki kuormittuu huomattavasti vähemmän kuin virtapiiri Tammisto-Kannelmäki. Kuormitus voitaisiin tasata kytkemällä Tammisto-Myymäki-virtapiiri Kannelmäkeen.

Johtojen kuormittumista tarkasteltiin kesäpäivän 2010 tilanteessa, jossa on mukana Pukinmäen sähköasema. Viikinmäki-Pitäjänmäki-johto on vahvistettu 2Duck-johtimilla. Kytkentätilanne vastaa muuten vuoden 2009 alun tilannetta. Verkon itäosaan ei ole oletettu muutoksia. Laskuissa oletettiin, että Helsingissä ja Vantaalla ei ole tuotantoa, mikä kuvaa pahinta mahdollista tilannetta. Leppävaara-Kannelmäki-johto oletettiin kytketyksi kiinni. Tämä vastaa nykyistä kytkentätilannetta, vaikka johtoa on joskus menneisyydessä pidetty auki.

Jos mitään johtovahvistuksia tai kytkentämuutoksia ei tehdä, tulee jo vuoden 2010 normaalin kasvuennusteen huipunaikaisilla kuormilla Tammisto-Pukinmäki-virtapiiri 102 % kuormitukseen, kun virtapiirit Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä ovat vikaantuneet. Tammisto-Tapanila-haaran kuormitukseksi tulee tällöin vain 71 %. Vaikka Tapanilan haarassa on enemmän kuormaa kuin Pukinmäen haarassa, kulkee Tapanilaan menevän johtohaaran kautta vähemmän tehoa, koska yhteenlaskettu johtopituus sitä kautta Viikinmäkeen on pidempi kuin Pukinmäen kautta ja impedanssi siten suurempi. Kannelmäki-Tammisto-virtapiirin huipunaikainen kuormitus on tässä tapauksessa noin 75 %.

Virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa Kannelmäki-Tammisto-virtapiiriin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 92 %.

Tammisto-Myyrämäki-johdon vetäminen sisään Kannelmäkeen pienentää merkittävästi Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormitusta. Sen lisäksi myös Tammisto-Viikinmäki-kaksoisjohdon kuormitus pienenee, koska suurempi osa siirrettävästä tehosta kulkee Kannelmäen kautta. Vuoden 2010 tilanteessa ja kuormilla Tammisto-Pukinmäki-johdon huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa tulee 94 %, kun sisäänveto on tehty. Tammisto-Kannelmäki-johtojen huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa tulee 73 %.

Jos rajapinnan siirtokyvyn lisäämiseen käytetään Tammisto-Viikinmäki-välin johtojen vahvistamista 2Finchiksi, ei tehonjako muutu kovin paljon. Laskuissa oletettiin 2Finchille hieman pienempi reaktanssi kuin 2Duckille, jolloin Tammisto-Viikinmäki-välin teho kasvaa hieman ja Tammisto-Kannelmäki-johdon teho vastaavasti pienenee hiukan. Tammisto-Viikinmäki-kaksoisjohdon prosentuaalinen kuormitus tietysti pienenee suuremmasta siirtokapasiteetista johtuen.

Johtovahvistuksen seurauksena vuoden 2010 tilanteessa ja kuormilla tulee Tammisto-Pukinmäki-virtapiiriin huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa 71 %. Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormittumiseen virtapiiren Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanilayhteisviassa ei Tammisto-Viikinmäki-välin johtovahvistus tietenkään tuo apua.

Virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila kuormitusta voidaan tasata rakentamalla kytkinlaitos siihen kohtaan, jossa johto haarautuu Tapanilaan. Ilman muutoksia Tammisto-Pukinmäki kuormittuu edellä mainituista virtapiireistä enemmän, mutta kytkinlaitoksen asentamisen jälkeen Tammisto-Tapanila-virtapiiriin kuormitus on suurempi. Ero virtapiirien välillä on kuitenkin varsin pieni. Teoriassa kuormitusta voisi edelleen optimoida siirtämällä kytkinlaitosta haarautumispisteestä hieman Tapanilaan päin, mutta käytännössä sopivan sijoituspaikan löytäminen voi olla hankalaa.

Kun Tapanilan haaralle on asennettu kytkinlaitos, virtapiiren Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa vuoden 2010 verkkotilanteessa ja kuormilla Tammisto-Pukinmäki-haaran huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 89 % ja Tammisto-Tapanila-haaran 95 %. Tammisto-Kannelmäki-virtapiiriin huipunaikainen kuormitus pienenee 68 %:iin, koska Tammisto-Viikinmäki-välin impedanssi pienenee. Siis kytkinlaitoksen asentamisen jälkeen tehosta aiempaa suurempi osuus kulkee Tammisto-Viikinmäki-kaksoisjohdon kautta, vaikkakin virtapiirien keskinäinen kuormitus on tasaisempi. Tämä tehon siirtyminen pois Tammisto-Kannelmäki-johdolta ei ole varsinaisesti toivottavaa, koska se on alun perin pienemmässä kuormassa kuin Tammisto-Pukinmäki

Toinen tapa tasata virtapiirien Tammisto-Pukinmäki- ja Tammisto-Tapanila kuormitusta on asentaa reaktori Pukinmäen puoleiseen virtapiiriin. Paras sijoituspaikka olisi Viikinmäessä virtapiirillä Viikinmäki-Pukinmäki.

Tapanilan haaran sisältävän virtapiirin reaktanssi on noin 1,2 ohm suurempi kuin Pukinmäen aseman sisältävän virtapiirin reaktanssi. Reaktorin optimaalinen koko on kuitenkin hieman pienempi, koska Tapanilan virtapiirissä on enemmän kuormaa. Laskuissa on käytetty reaktorin kokona 1 ohm.

Reaktoria käytettäessä virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa vuoden 2010 verkkotilanteessa ja kuormilla Tammisto-Pukinmäki-haaran huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 83 % ja Tammisto-Tapanila-haaran 80 %. Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormitus kasvaa 82 %:iin, koska Tammisto-Viikinmäki-välin impedanssi pienenee. Vaikutus on siis tässä mielessä päinvastainen kuin kytkinlaitoksen asentamisessa.

Ainoana siirtokyvyn parannuskeinona reaktori vaikuttaa tehonjaon kannalta paremmalta ratkaisulta kuin Tapanilan haaran kytkinlaitos. Tehon siirtyminen Viikinmäki-Tammisto-kaksoisjohdolta Tammisto-Kannelmäki-johdolle on hyvä asia, koska virtapiirit Tammisto-Kannelmäki, Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila tulevat reaktoriasennuksen jälkeen lähes täsmälleen samaan kuormitukseen.

Tilannetta tarkasteltiin myös kesäpäivän 2020 ennustetuilla normaalin ja nopean kasvun kuormilla. Tässä tarkastelussa oletettiin Pukinmäen lisäksi rakennetuiksi Kallion, Ilmalantorin, Kluuvin ja Lauttasaaren sähköasemat. Tarkasteltiin kahta erilaista tilannetta, joista toisessa 400 kV verkko on laajennettu Vuosaareen ja toisessa ei. Vuoden 2010 tarkastelujen tapaan oletettiin, että Helsingissä ja Vantaalla ei ole tuotantoa.

On huomioitavaa, että Vuosaaren 400 kV asemalla ei ole käytännössä vaikutusta johtojen Tammisto-Kannelmäki, Tammisto-Tapanila ja Tammisto-Pukinmäki kuormitukseen virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa. Tässä viassa Vuosaaren 400 kV aseman rakentamisen jälkeenkin koko Helsingin teho Vuosaarta ja Suurmetsää lukuun ottamatta joudutaan siirtämään edellä mainittuja virtapiirejä pitkin. Vuosaaren 400 kV asemalla on sen sijaan vaikutusta Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormittumiseen virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa. Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormitus pienenee, koska aiempaa suurempi osa tehosta kulkee 110 kV verkon itäosasta Vuosaaren 400/110 kV muuntajan syöttämänä.

Ilman mitään parannuksia Tammisto-Pukinmäki-virtapiirin huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiiren Myllypuro-Mellunkylä ja Herttoniemi-Vuosaari yhteisviassa tulee 117 % / 128 % vuoden 2020 normaalin ja nopean kasvun ennusteilla. Jos parannuskeinona on Tammisto-Myyrmäki-johdon vetäminen Kannelmäkeen, kuormitus on 108 % / 117 %. Kun parannuskeinona käytetään reaktoria, on huipunaikainen kuormitus 94 % / 104 %. Johtovahvistusta käytettäessä huipunaikainen kuormitus on 81 % / 88 %. Jos parannuskeinona on Tapanilan haaran kytkinlaitos, Tammisto-Tapanila-virtapiirin huipunaikainen kuormitus on 108 % / 118 %. Johtovahvistuksen jälkeen ei ole siis tarvetta tasata kuristimella virtapiirien kuormaa, koska marginaalia jää.

Suunnitelluista parannusvaihtoehdoista Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormitusta virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila

yhteisviassa pienentää vain Tammisto-Myyrmäki-johdon veto Kannelmäkeen. Muut parannuskeinot liittyvät Tammisto-Viikinmäki-kaksoisjohtoon, joten niistä ei ole apua, jos kyseinen johto on vian takia poissa käytöstä.

Ilman Vuosaaren 400 kV asemaa ja Tammisto-Myyrmäki-johdon vetoa Kannelmäkeen tulee vuoden 2020 normaalin nopean kasvun kuormilla Tammisto-Kannelmäki-johdon huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiirien Tammisto-Pukimäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa 103 % / 112 %. Kun sisäänveto on tehty, mutta Vuosaaren 400 kV ei ole valmistunut, kuormitus on 81 % / 88 %. Jos sisäänvetoa ei ole tehty, mutta Vuosaaren 400 kV on valmistunut, huipunaikainen kuormitus on 84 % / 92 %. Näistä luvuista voidaan päätellä, että jos Vuosaaren 400 kV asema valmistuu ajallaan, ei Tammisto-Myyrmäki-johtoa tarvitse kytkeä Kannelmäkeen.

Tilannetta tarkasteltiin lopuksi vielä kesäpäivän 2030 nopean kasvun kuormilla. On huomioitavaa, että vuoden 2030 normaalin kasvun kuormat ovat pienempiä kuin vuoden 2020 nopean kasvun kuormat. Näissä tarkasteluissa oletettiin, että Vuosaaren 400 kV asema on valmistunut, mutta 400 kV verkkoa ei ole muuten laajennettu.

Vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla Tammisto-Myyrmäki-johdon vetäminen Kannelmäkeen ja kytkinlaitoksen rakentaminen Tapanilan haaraan ovat yksittäisinä ratkaisuinä riittämättömiä. Reaktorikaan ei riitä, vaikka se on edellä mainittuja parempi yksittäinen ratkaisu. Reaktoria käytettäessä tulee Tammisto-Pukimäki-virtapiirin huipunaikaiseksi kuormitukseksi virtapiirien Myllypuro-Mellunkylä ja Herttoniemi-Vuosaari yhteisviassa 119 %. Jos reaktorin asentamisen sijaan vahvistetaan Tammisto-Viikinmäki-johdot 2Finchiksi, tulee Tammisto-Pukimäki-johdon huipunaikaiseksi kuormitukseksi 101 % ja Tammisto-Kannelmäki-johdon 100 %, eli käytännössä johtovahvistuksella selvittää täpärästi. Virtapiirien Tammisto-Pukimäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormitukseksi tulee 101 %.

Siinä vaiheessa, kun kuormat kasvavat suuremmiksi kuin vuoden 2030 nopean kasvun ennusteessa, on syytä tehdä suurempia verkostoratkaisuja kuin tässä kappaleessa mainitut. Käytännössä tämä tarkoittaa esimerkiksi 400 kV renkaan rakentamista Helsinkiin.

On huomioitavaa, että laskettaessa kesäpäivän 2030 nopean kasvun ennusteella tulee vastaan muitakin ongelmia kuin siirtorajapinnan Kehä III – Helsinki 110 kV johtojen siirtokapasiteetin riittävyys. Myös 400 kV / 110 kV muuntokapasiteetin riittävyys tulee ongelmaksi. Vaikka kaikki neljä muuntajaa (2 kpl Tammistossa, 1 kpl Länsisalmessa ja 1 kpl Vuosaaressa) ovat käytössä, tulee virtapiirien Myllypuro-Mellunkylä ja Herttoniemi-Vuosaari yhteisviassa Tammiston muuntajan 2 huipunaikaiseksi kuormitukseksi jopa 117 %. Lisäksi noin suurella kokonaiskuormalla N-1 ei toteudu neljällä 400 MVA muuntajalla, vaan yhden muuntajan vikaantuessa muut voivat tulla jopa 136 % kuormaan. Tässä siis oletettiin, että Helsingissä ja Vantaalla ei ole yhtään tuotantoa.

Itäisen verkon kytkentävaihtoehtoissa on tarkasteltu ratkaisua, jossa Myllypuron kytkinlaitos purettaisin. Tällöin Myllypuron muuntajat syötettäisiin kaapeleilla Mellunkylästä. Tämä helpottaa hieman

siirtorajapinnan Kehä III – Helsinki kuormitustilannetta, koska Vuosaari-Herttoniemi-johdon kaksoisvioissa saadaan Myllypuron kuorma syötettyä itäisen verkon kautta. Nykyisessä itäverkon kytkennässä virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä viassa Myllypuron kuorma tulee siirrettäväksi rajapinnan Kehä III – Helsinki kautta. Kyseisessä viassa Tammisto-Pukinmäki-johdon kuormitus pienenee tämän muutoksen johdosta noin 12-16 MW riippuen siitä, mitä ennustetta käytetään. Tämä tarkoittaa sitä, että johdon huipunaikainen kuormitus pienenee 2Duckia käytettäessä noin 6-8 %-yksikköä ja 2Finchiä käytettäessä noin 4-6 %-yksikköä.

Yksi vaihtoehto rajapinnan Kehä III – Helsinki 110 kV johtojen kuormituksen pienentämiseksi olisi tuotannon käynnistäminen kantakaupungissa. Käytännössä tämä tarkoittaisi nopeasti käynnistettävien Kellosaaren kaasuturbiinien käynnistämistä. Tällä hetkellä HSV:llä ei ole oikeutta käynnistää kyseisiä kaasuturbiineja, mutta ainakin periaatteessa tällainen tukipalvelu voitaisiin ostaa paikalliselta voimalaitokselta. Kaksi kaasuturbiinia pystyvät yhteensä tuottamaan noin 100 MW tehoa.

Osoittautuu, että mahdollisuus käyttää kaasuturbiineja olisi vain väliaikainen ratkaisu, jos muita toimenpiteitä johtojen kuormituksen pienentämiseksi ei tehdä. Vuoden 2020 nopean kasvun kuormilla Tammisto-Pukinmäki-virtapiirin huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee 114 % virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa. Normaalin kasvun kuormilla kuormitus on 104 %. Laskelmassa molemmat Kellosaaren kaasuturbiinit ovat päällä. Sen lisäksi, että ratkaisu on väliaikainen, on se myös kallis. Hinta-arvio on 1,5 - 2,0 M€/vuosi.

Tammisto-Viikinmäki-välin avojohtojen vahvistaminen 2Finchiksi maksaa arviolta noin 9 M€, kun mukaan lasketaan nykyisen avojohdon purkamisesta aiheutuvat kustannukset. Suurin osa pylväistä joudutaan vaihtamaan. Kustannusarvio on suurempi kuin liitteessä annetuilla kaavoilla saataisiin, koska viimeisimmissä Helsingissä toteutuneissa projekteissa kustannukset ovat olleet merkittävästi suurempia kuin Energiamarkkinaviraston arvioissa.

Tammisto-Myyrämäki-johdon kytkemisessä Kannelmäkeen joudutaan käytännössä rakentamaan noin 800 metriä uutta 2Duck-kaksoisavojohtoa, minkä lisäksi nykyisiä johtoja joudutaan siirtämään hieman. Lisäksi joudutaan lisäämään Kannelmäen kytkinlaitokseen kaksi uutta kenttää. Arvio kokonaiskustannuksista on noin 2 M€.

Tapanilan haaran kytkinlaitoksen karkea hinta-arvio on 6 M€, jos käytetään GIS-laitosta maanpäällisessä rakennuksessa. Sarjareaktoriratkaisussa tarvittaisiin reaktori, jonka virtakestoisuus on 1,2 kA tai 1,8 kA riippuen siitä, halutaanko varautua mahdolliseen avojohtojen vahvistamiseen. Tällaisista reaktoreista ei löytynyt kustannustietoja, mutta aiemmin tehdyssä diplomityössä [48] arvioitiin 0,6 kA reaktorin hinnaksi asennuksineen ja kuljetuksineen alle 500 000 euroa. Hinta sisältää kaikki kolme vaihetta. Tarvittavan reaktorin hinta olisi siis todennäköisesti alle 1 M€.

Erilaisilla siirtorajapinnan Kehä III – Helsinki kehitysvaihtoehdoilla on tiivistettynä seuraavia hyviä ja huonoja puolia.

Tammisto-Myyrmäki-johdon veto sisään Kannelmäkeen

- + Vähentää merkittävästi Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin ja jonkin verran Tammisto-Pukinmäki-virtapiirin suurinta siirtotehoa vikatilanteissa.
- + Vuosaaren 400 kV laajennuksen lisäksi ainoa ratkaisu, joka tuo helpotusta Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormitukseen virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa.
- + Melko edullinen ratkaisu.
- Hankala toteuttaa maankäytöllisistä syistä (vaatii mm nykyisten pylväiden siirtoa).
- Jo vuoden 2020 normaalin kasvun kuormilla Tammisto-Pukinmäki-virtapiiri tulee 107 % kuormaan virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa.
- Tammisto-Kannelmäki-johdon kuormitusta saadaan joka tapauksessa pienennettyä, kun Vuosaaren 400 kV sähköasema valmistuu.

Kytkeinlaitoksen asentaminen Tapanilan haaraan

- + Tasaa huipunaikaista kuormitusta Tammisto-Tapanila ja Tammisto-Pukinmäki-virtapiireillä virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa.
- Tammisto-Viikinmäki-välin pienentyneen impedanssin vuoksi sitä kautta kulkee suurempi osuus tehosta, mikä ei ole toivottavaa.
- Jo vuoden 2020 normaalin kasvun kuormilla Tammisto-Tapanila-virtapiiri tulee 108 % kuormaan virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa.
- Hintaa samaa luokkaa kuin johtovahvistuksessa, vaikka saatava hyöty on paljon pienempi.

Reaktorin asentaminen Viikinmäki-Pukinmäki-virtapiirille

- + Todennäköisesti halvin ratkaisu.
- + Virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa teho jakaantuu hyvin tasaisesti virtapiireille Tammisto-Kannelmäki, Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila.
- + Virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa vuoden 2020 normaalin kasvun kuormilla

Tammisto-Pukinmäki tulee 94 % kuormaan ja nopean kasvun kuormilla 104 %, eli siirtokapasiteetti riittää todennäköisesti 2020 asti ja mahdollisesti pidempään.

- Häviöt ja loistehon kulutus lisääntyvät jonkin verran.

Kaksoisavojohdon Tammisto-Viikinmäki vahvistaminen 2Finchiksi

- + Siirtokapasiteetti riittää ainakin vuoteen 2030 asti ja mahdollisesti huomattavasti pidempään.
- + Johto joudutaan ilman vahvistamistakin uusimaan jossain vaiheessa, joten osa vahvistuksen kustannuksista joudutaan investoimaan joka tapauksessa ennemmin tai myöhemmin.
- Kallis ratkaisu.
- Johdot pitkään poissa käytöstä asennustöiden aikana.

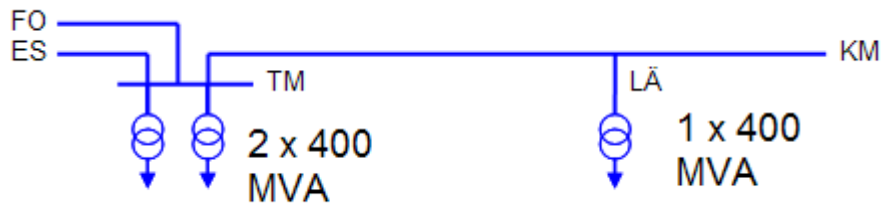
Kellosaaren kaasuturbiinien käyttöoikeuden ostaminen

- + Ei tarvitse rakentaa mitään.
- Erittäin kallis ratkaisu.
- Tammisto-Pukinmäki-johdon huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee jo vuoden 2020 normaalin kasvun kuormilla 104 % virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa.

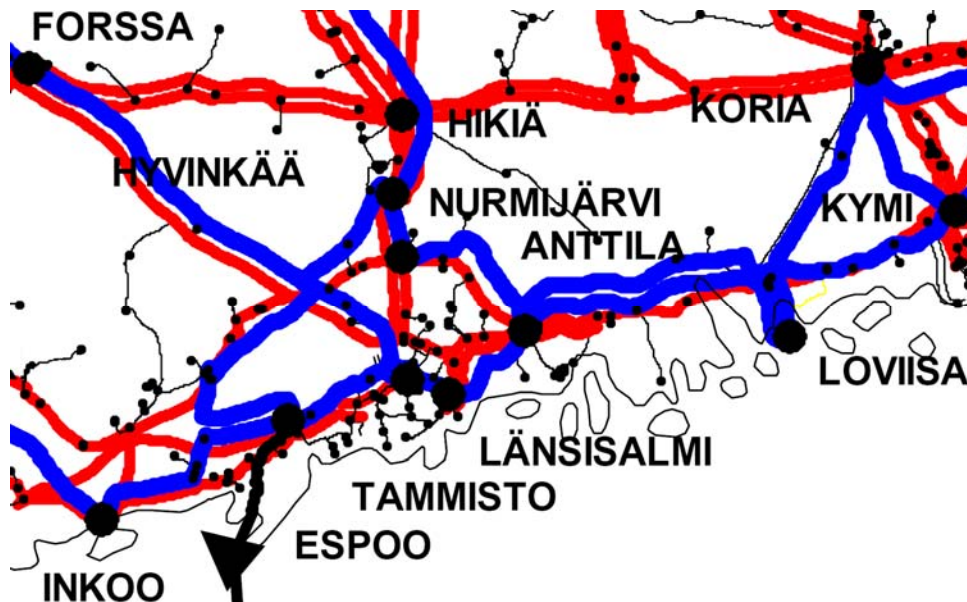
6.4 400 kV verkon kehittäminen

6.4.1 400 kV verkon laajennus Vuosaareen

Tällä hetkellä Helsingin ja Vantaan 110 kV sähköverkot ovat yhteydessä 400 kV kantaverkkoon kahdessa paikassa: Länsisalmessa ja Tammistossa. Tammistossa on kaksi 400 MVA tehoista 400/110 kV muuntajaa ja Länsisalmessa yksi 400 MVA 400/110 kV muuntaja, joka syöttää Vaaralan 110 kV asemaa. Tammiston ja Länsisalmen yhdistää noin 9 km pituinen 400 kV 3Finch-avojohdo. Tammistosta 400 kV verkko jatkuu Forssaan ja Espooseen. Länsisalmesta verkko jatkuu yli 100 km johdolla Kymiin. Länsisalmessa ei ole tällä hetkellä kytkinlaitosta, vaan muuntaja on T-haara Tammisto-Kymi-johdolla. Kuva 56 esittää kaaviona pääkaupunkiseudun nykyistä 400 kV verkkoa. Kuva 57 esittää Etelä-Suomen kantaverkkoa kartalla.



Kuva 56. Pääkaupunkiseudun nykyinen 400 kV verkko.



Kuva 57. Etelä-Suomen kantaverkko. [96]

Lisämuuntokapasiteettia tullaan tarvitsemaan lähivuosina. 400/110 kV muuntajat ovat suurimmassa kuormassa kesäpäivän tilanteessa, jossa yhteistuotantolaitokset eivät ole käynnissä, mutta kulutus on suuri. Helsingin ja Vantaan ennustettu kesäpäivän huippukuorma on vuoden 2010 ennusteessa yhteensä noin 960 MW, kun mukaan on laskettu 110 kV asiakkaiden liittymät, jotka ovat samojen 400/110 kV muuntojen piirissä. Vuonna 2020 vastaava kuorma on normaalin kasvun ennusteen mukaan noin 1100 MW.

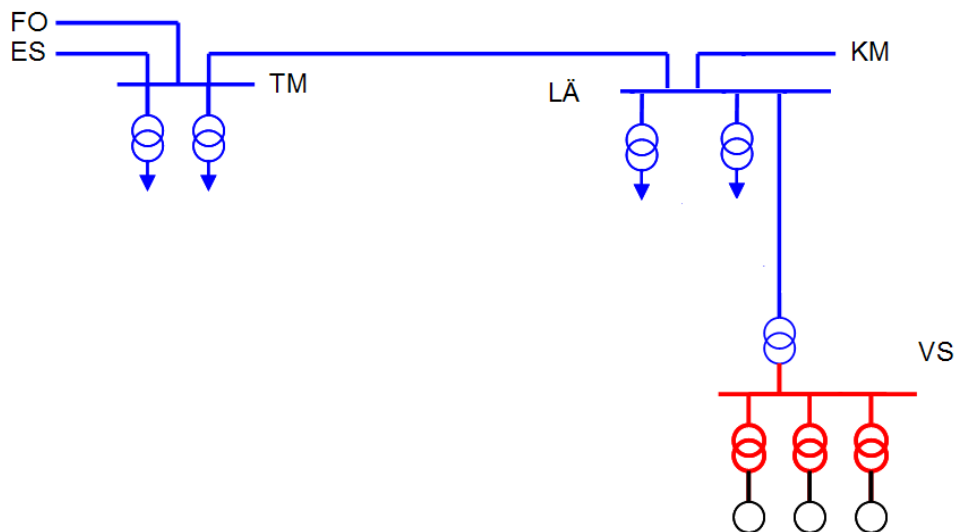
Jos oletetaan sellainen tilanne, että Helsingissä ja Vantaalla ei ole yhtään tuotantoa, tulevat yhden 400/110 kV muuntajan vikaantuessa loput kaksi muuntajaa ylikuormaan jo nykyisillä kesän huippukuormilla. Yleensä on oletettu, että CHP-laitosten tuotantoa olisi Helsingissä koko ajan vähintään 150 MW ja Vantaalla vähintään 80 MW. Näillä oletuksilla muuntajien syötettäväksi jäisi kesäpäivällä vuoden 2010 normaalin kasvun ennusteella noin 730 MW ja vuoden 2020 normaalin kasvun ennusteilla noin 870 MW. Lisäksi muuntajien läpi kulkee myös jonkin verran loistehoa, mikä lisää prosentuaalista kuormitusta. On myös huomioitava, että Långmossebergenin jätevoimalaitoksen valmistuttua Martinlaakson voimalaitosta ei välttämättä käytetä kesällä, koska tarvittava kaukolämpö saadaan jätekattilasta. Tässä tilanteessa Vantaan

sähköntuotanto olisi vain 20-25 MW oletetun 80 MW sijaan ja koko alueen sähköntuotanto siten vain 170-175 MW.

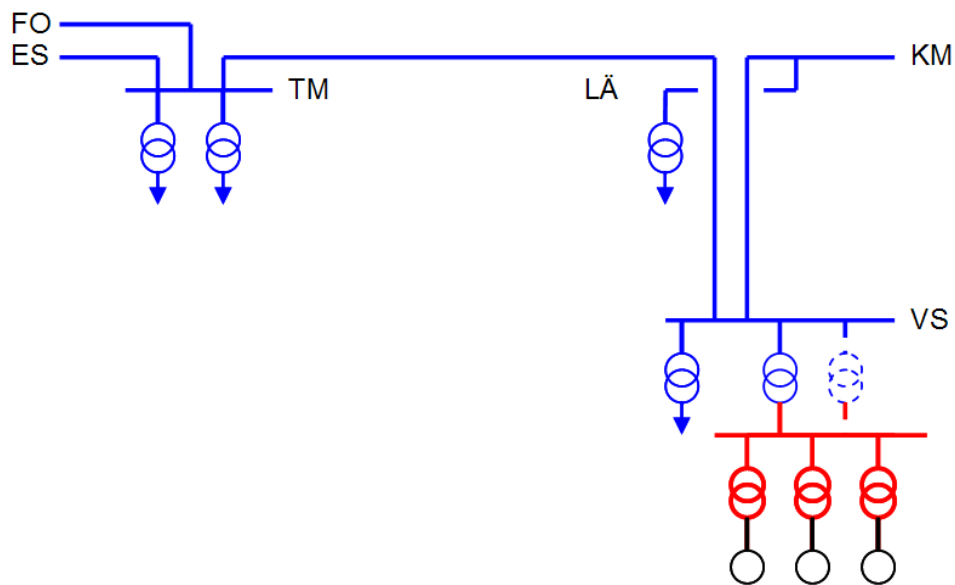
Koska tällä hetkellä Tammistossa on kaksi muuntajaa ja Länsisalmessa yksi, olisi hajautuksen takia Länsisalmi parempi sijainti neljännelle muunnolle. Teknitaloudellisesti ajatellen neljäs muunto olisi järkevää sijoittaa lähemmäs kulutuksen painopistettä eli käytännössä mahdollisimman etelään.

Neljännän muunnon lisäyksen seurauksena 110 kV verkon oikosulkuvirrat kasvavat. Jotta voitaisiin varmistua siitä, että virrat eivät ylitä 40 kA tasoa, tulisi tuotantoa siirtää 400 kV verkkoon. Ainoa riittävän suuri tuotantoyksikkö on Vuosaaressa. Tämän vuoksi Vuosaareen tulisi rakentaa 400 kV yhteys.

Käytännössä Vuosaaren B-voimalaitoksen liittämiseen 400 kV verkkoon on kaksi tapaa. Ensimmäisessä vaihtoehdossa neljäs muuntaja sijoitetaan Länsisalmeen, jonne rakennetaan myös 400 kV kytkinlaitos. Vuosaareen menisi Länsisalmeista 400 kV johto, jonka päässä olisi 400/110 kV muuntaja Vuosaari-B:tä varten. Toisessa tavassa kytkinlaitos ja neljäs muuntaja tulisivat Vuosaareen. Vuosaaressa olisi siis erikseen yksi 400/110 kV muuntaja, jolla syötetään 110 kV verkkoa ja toinen 400/110 kV muuntaja, jolla Vuosaari-B kytketään 400 kV verkkoon. Sellainenkin vaihtoehto, jossa Vuosaari-B:llä on kaksi nostomuuntajaa, on mahdollinen. Ratkaisuja esittävät kuvat 58 ja 59.

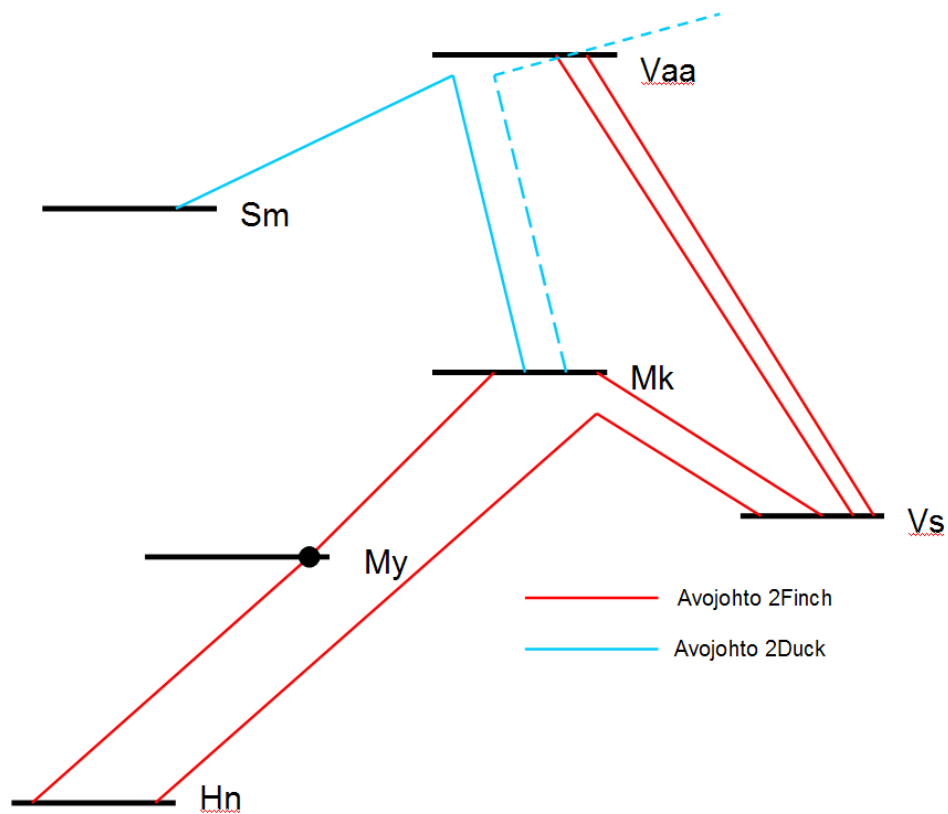


Kuva 58. Neljännän muunnon ja kytkinlaitoksen sijoittaminen Länsisalmeen.

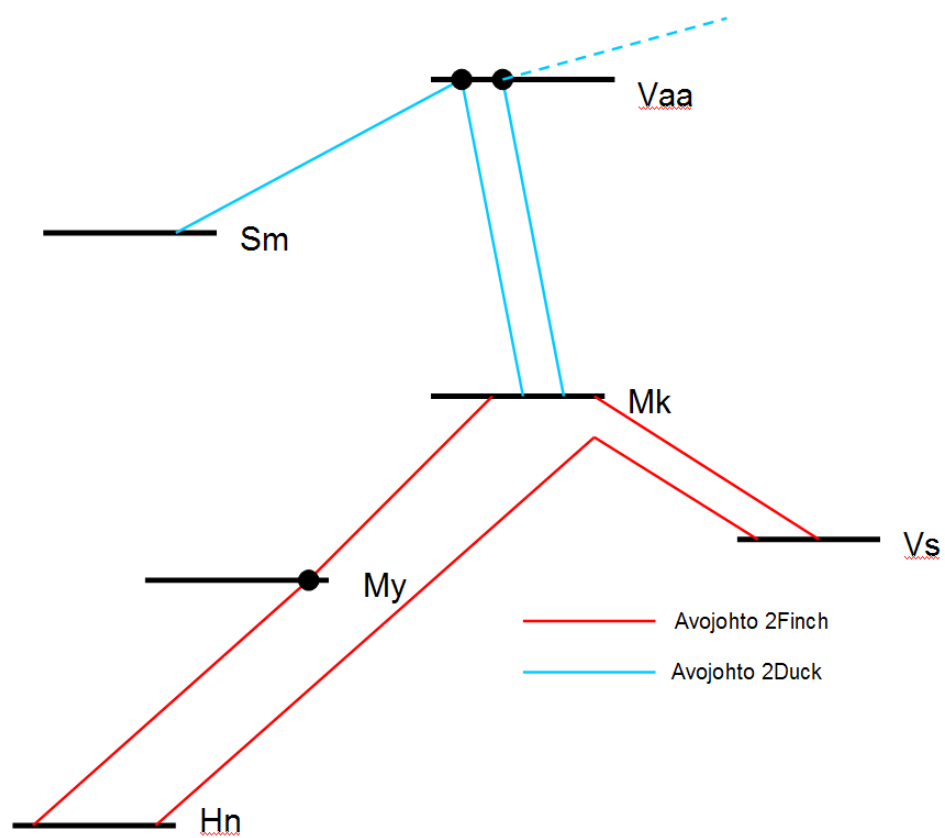


Kuva 59. Neljän muunnon ja kytkinlaitoksen sijoittaminen Vuosaareen.

Siinä ratkaisussa, jossa kytkinlaitos ja neljäs 400/110 kV ”jakelumuntaja” ovat Vuosaarella, toteutettaisiin 400 kV yhteys Vuosaaresta todennäköisesti Tammisto-Kymi-avojohdon sisäänvetona Vuosaareen. Tämä tarkoittaa sitä, että Länsisalmesta Vuosaareen pitäisi rakentaa 400 kV kaksoisavojohdot. Jotta tälle saadaan tilaa, pitää nykyinen 110 kV kaksoisavojohdot Vaarala-Vuosaari purkaa. 110 kV verkossa pitää tehdä tämän seurauksena hieman muutoksia. Molemmat Mellunkylästä Vaaralan kautta kulkevat virtapiirit pitäisi kytkeä Vaaralaan. Yhden virtapiirin kytkeminen Vaaralaan ei riitä, koska erilaisissa vikatilanteissa tapahtuu tällöin ylikuormituksia. Kytkenät vaativat mahdollisesti Vaaralan 110 kV kytkinlaitoksen laajentamista. Kuvat 60 ja 61 kuvaavat itäistä 110 kV verkkoa ennen ja jälkeen muutoksen.



Kuva 60. Itäisen 110 kV sähköverkon nykyinen kytkentä.



Kuva 61. Itäisen 110 kV sähköverkon kytkentä Vuosaari-Vaarala kaksoisjohdon purkamisen jälkeen, perusvaihtoehto (vaihtoehto 1).

Ratkaisu, jossa 400 kV kytkinlaitos asennetaan Vuosaareen (kuva 59), ei aiheuta nykytilanteeseen verrattuna ongelmia 110 kV verkossa. Siitä on sen sijaan hyötyä. Kuten rajapintaa Kehä III – Helsinki käsittelevässä osuudessa todettiin, helpottaa Vuosaaren 400 kV kytkinlaitoksen ja muuntajan rakentaminen Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormittumista virtapiirien Tammisto-Pukinmäki ja Tammisto-Tapanila yhteisviassa. Myös kytkinlaitoksen sijoittaminen Länsisalmeen auttaa tässä tilanteessa, mutta vähemmän.

Siinä ratkaisussa (kuva 58), jossa Länsisalmeen rakennetaan kytkinlaitos ja toinen muuntaja, voi tulla ongelmia. Näin käy, jos yhteys Vuosaaren B-voimalaitoksen 400/110 kV nostomuuntajalta Länsisalmen 400 kV kytkinlaitokseen toteutetaan 400 kV avojohdolla, joka rakennetaan nykyisen 110 kV Vaarala-Vuosaari-kaksoisavojohdon tilalle. Kuten siinä vaihtoehdossa, jossa kytkinlaitos ja neljäs muunto ovat Vuosaaressa, pitää tässäkin ratkaisussa kytkeä Mellunkylästä molemmat virtapiirit Vaaralaan. Ongelmana on, ettei itäisen 110 kV verkon siirtokapasiteetti siltikään välttämättä riitä. Yhden Mellunkylä-Vaarala-virtapiirin vikaantuessa toinen ylikuormittuu.

Länsisalmeen sijoitettuna lisämuuntokapasiteetti menee osittain hukkaan, jos 110 kV Vaarala-Vuosaari-yhteydestä joudutaan tämän takia luopumaan. Mellunkylä-Vaarala-kaksoisavojohdolla ei yksinään pystytä siirtämään kahden 400 MVA muuntajan täyttä tehoa. Tajapinta Kehä III – Helsinki joutuu tässä tapauksessa vaikeaan kuormitustilanteeseen Mellunkylä-Vaarala-johdon kahden virtapiirin viassa.

Kuvan 58 mukainen ratkaisu toimii vain silloin, jos 400 kV yhteys Vuosaaresta Länsisalmeen toteutetaan kaapelilla ja 110 kV avojohto Vuosaari-Vaarala jätetään paikalleen. Tällöin ei esiinny ylikuormittumisongelmia N-1-vioissa eikä kaksoisjohtojen vioissa. Tässä ratkaisussa Mellunkylästä lähteviä johtoja ei tarvitse kytkeä Vaaralaan, vaan itäisen 110 kV verkon kytkentä voidaan jättää ennalleen kuvan 60 mukaisesti.

Kuvan 59 ratkaisu on luontevampi, jos 400 kV verkkoa aiotaan myöhemmin laajentaa Vuosaaresta kantakaupunkiin. Tällöin on hyvä, jos Vuosaaressa on 400 kV kytkinlaitos. Laajennetun 400 kV verkon laskelmissa on tämän vuoksi käytetty Vuosaaren 400 kV kytkennälle kuvan 59 mukaista ratkaisua.

Kolmivaiheisten oikosulkuvirtojen laskemiseen käytettiin PSS SINCAL -ohjelmalla IEC 909 –standardin mukaista laskentamenetelmää. 110 kV verkon jännitteinä käytettiin tehonjakolaskusta saatuja arvoja. Laskuissa tarkasteltiin kahta tuotantotilannetta: ensimmäisessä on päällä kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta ja toisessa myös Kellosaari on käynnissä. 110 kV oikosulkuvirtojen tasoon vaikuttaa myös syöttävien 400 kV kantaverkkopisteiden oikosulkuvirtojen taso. Nämä aseteltiin sillä tavalla, että vuoden 2006 kytkentätilanteessa 110 kV verkon oikosulkuvirrat vastaavat Fingridin laskemia arvoja. Kantaverkkopisteiden syöttäville oikosulkuvirroille käytettiin vuoden 2020 laskennoissa näitä samoja arvoja.

110 kV verkon vikavirtalaskelmissa on oletettu, että kaikki suunnitellut uudet asemat on rakennettu. Viikinmäki-Suvilahti-välille on laskuissa oletettu kaksi 1200 mm² kuparikaapelia, koska tällainen ratkaisu vaikuttaa tässä vaiheessa melko todennäköiseltä. Sen sijaan avojohtojen kaapelointeja ei ole laskuissa oletettu tehdyiksi.

"Perustilanteessa", jossa Vuosaaren 400 kV ei ole rakennettu ja itäisen verkon kytkentä on nykyinen, saadaan suurin kolmivaiheisen oikosulkuvirran huippuarvo Tammistossa. Ilman Kellosaarta arvoksi saadaan 35,2 kA ja Kellosaaren kanssa 36,9 kA. Toiseksi suurin kolmivaiheisen oikosulkuvirran huippuarvo on Vuosaaressa: 34,3/35,6 kA.

Tarkastellaan sellaista tilannetta, jossa Länsisalmesta rakennetaan 400 kV kaksoisavojohtoyhteys Vuosaareen kuvan 59 mukaisesti, mutta Vuosaari-B:tä ei ole kytketty erikseen 400 kV verkkoon. Vuosaaressa on tässä tarkastelussa yksi tai kaksi 400/110 kV muuntajaa. 110 kV verkon kytkentä on kuvan 61 mukainen. Näissä tarkasteluissa ilmenee, että suurimmat 110 kV verkon oikosulkuvirrat saavutetaan Vuosaaressa. Yhdellä muuntajalla Tammiston kolmivaiheisten oikosulkuvirtojen huippuarvo on 36,0/37,6 kA ja Vuosaaren 36,2/37,3. Kahdella muuntajalla Tammiston kolmivaiheisten oikosulkuvirtojen huippuarvo on 36,6/38,2 kA ja Vuosaaren 39,6/40,8 kA. Kahden muuntajan tapauksessa lisäksi Mellunkylän, Herttoniemen ja Viikinmäen kolmivaiheiset oikosulkuvirrat kasvavat suunnilleen samansuuruisiksi kuin Tammistossa.

Oikosulkuvirrat laskettiin myös sellaisessa tapauksessa, jossa Länsisalmeen on lisätty neljäs 400/110 kV muuntaja, mutta tuotantoa ei ole siirretty 400 kV verkkoon eikä Vuosaareen ole rakennettu 400 kV yhteyttä. 110 kV verkon kytkentä on muuten nykyinen, mutta mukana ovat uudet sähköasemat. Suurimmat oikosulkuvirrat tässä tilanteessa saadaan Vuosaaressa: 37,1/38,4 kA. Tammiston vastaavat arvot ovat 36,4/38,1 kA.

Näiden laskelmien mukaan yhden 400/110 kV muuntajan lisääminen ei siis vielä aiheuta millään asemalla 40 kA oikosulkuvirtatason ylittymistä. Kun käynnissä on kaikki nykyinen tuotanto Kellosaari mukaan lukien, saadaan Vuosaaren oikosulkuvirroiksi 37,3-38,4 kA riippuen siitä, missä muuntaja sijaitsee. On kuitenkin huomioitava sellaisia seikkoja, jotka saattavat aiheuttaa oikosulkuvirtojen tason kasvamisen tässä laskettuun suuremmaksi. 110 kV verkkoon saattaa tulla lisää tuotantoa. Långmossebergenin jätevoimalaitos lisäisi tuotantoa noin 70 MVA. Vuosaareen ja Hanasaareen saattaa tulla tulevaisuudessa uusia voimalaitosyksiköitä.

Lisäksi on huomioitava, että 400 kV verkon oikosulkuvirtojen taso saattaa kasvaa muualla valmistuvien voimalaitosten sekä johtovahvistusten takia. 400 kV oikosulkuvirtatason kasvaminen kasvattaa myös 110 kV verkon oikosulkuvirtoja. Lisäksi 110 kV verkon jännitteet voivat olla joissakin tapauksissa hieman suurempia kuin laskelmissa käytetyt, tehonjakolaskun tuloksena saadut arvot, jotka ovat luokkaa 116-117 kV. Jännitteiden kasvaessa oikosulkuvirrat kasvavat samassa suhteessa.

Pelkkä Långmossebergenin lisääminen kasvattaa yhden 400/110 kV muuntajan tapauksessa Vuosaaren oikosulkuvirrat arvoon 38,0/39,3 muuntajan ollessa Länsisalmessa ja arvoon 36,9/38,0 muuntajan ollessa

Vuosaaressa. Jälkimmäisessä tapauksessa Tammiston oikosulkuvirrat ovat 36,8/38,3.

Jos Långmossebergenin lisäksi lisättäisiin 110 kV verkkoon Vuosaari-B:tä vastaava uusi voimalaitosyksikkö Vuosaari-C, ovat Vuosaaren oikosulkuvirrat 46,1/47,4 muuntajan ollessa Länsisalmessa ja muuntajan ollessa Vuosaaressa 45,0/46,1. Ratkaisu on myös tehonjaon kannalta toimimaton, jos Vuosaareen ei rakenneta uusia johtoyhteyksiä.

Jos Vuosaareen ei lisätä tuotantoa, mutta Hanasaareen lisätään nykyistä tuotantoa vastaava määrä lisätuotantoa ja lisäksi Långmossebergen on rakennettu, ovat Vuosaaren oikosulkuvirrat 40,1/41,3 muuntajan ollessa Länsisalmessa ja muuntajan ollessa Vuosaaressa 38,7/39,7. Viimeisimmässä tapauksessa Tammiston oikosulkuvirrat ovat suuremmat kuin Vuosaaren: 39,3/40,8.

Vaikka uutena tuotantona olisi ainoastaan Långmossebergen, saadaan oikosulkuvirrat ylittymään, jos 400 kV kantaverkkoon oletetaan riittävän suuret oikosulkuvirrat. Yllä esitetyissä tarkasteluissa Tammiston 400 kV oikosulkuvirrat ovat olleet välillä 17-19 kA ja Länsisalmen 16-18 kA. Fingridin antamien tietojen mukaan tällä hetkellä oikosulkuvirtojen taso on Tammistossa 15.7 kA ja Länsisalmessa 14.8 kA. Fingridin vuoden 2018 maksimiennusteissa Tammiston oikosulkuvirrat ovat 22.2 kA ja Länsisalmen 20.2 kA. Jos kantaverkon oikosulkuvirrat kasvatetaan kyseisiä maksimiennusteita vastaaviin arvoihin ja lisätuotantona on Långmossebergen, mutta ei Vuosaaren ja Hanasaaren uusia yksiköitä, ovat Vuosaaren oikosulkuvirrat 39.3/40.6 muuntajan ollessa Länsisalmessa ja muuntajan ollessa Vuosaaressa 38.2/39.3. Jälkimmäisessä tapauksessa Tammiston oikosulkuvirrat ovat 38.5/40.1 kA.

Oikosulkulaskuista voidaan yhteenvetona todeta, että nykyisellä maksimituotannolla ja nykyisillä 400 kV kantaverkon oikosulkuvirroilla yhden 400/110 kV muuntajan lisääminen kasvattaa 110 kV verkon kolmivaiheiset oikosulkuvirrat joillakin asemilla hyvin lähelle 40 kA rajaa, vaikka se ei aivan ylitykään. Mikäli 110 kV verkkoon asennetaan lisätuotantoa, viides päämuuntaja tai kantaverkon oikosulkuvirrat kasvavat selvästi, ylittyä 40 kA kestokyky joillakin asemilla.

Vuosaari-B:n kytkeminen 400 kV verkkoon pienentää 110 kV verkon oikosulkuvirtoja huomattavasti. Jos käytetään 400 kV verkossa kuvan 59 mukaista mallia, eli Vuosaaressa on kytkinlaitos, 400/110 kV ”jakelumuuntaja” ja erillinen 400/110 kV nostomuuntaja Vuosaari-B:lle, ja 110 kV verkon kytkentä on kuvan 61 mukainen, saadaan nykyisellä tuotannolla oikosulkuvirroiksi Tammistossa 32,7/34,4 kA. Koska 110 kV johdot Vaarala-Vuosaari poistetaan tässä ratkaisussa, pienenevät Vuosaaren oikosulkuvirrat erityisen paljon. Ne ovat 28,5/29,7 kA. Mellunkylän ja Herttoniemen oikosulkuvirrat tulevat Mellunkylä-Vaarala-johtojen kytkemisen takia suuremmiksi kuin Vuosaaressa, mutta ne ovat silti pienempiä kuin Tammistossa.

Jos oletetaan 70 MVA lisätuotanto Långmossebergeniin ja kasvatetaan 400 kV kantaverkon oikosulkuvirrat vastaamaan Fingridin vuoden 2018 maksimiennusteita, Tammiston 110 kV oikosulkuvirroiksi tulee 35,1/36,8, eli ne ovat edelleen selkeästi rajojen sisällä. Mikäli tämän lisäksi vielä

oletetaan Hanasaareen 110 kV verkkoon liitettäväksi Hanasaari-B:tä vastaava uusi yksikkö, tulee Tammiston oikosulkuvirroiksi 37,8/39,4 kA.

Oikosulkuvirrat laskettiin IEC 609-standardin vuoden 1988 version mukaisesti tehonjakolaskelman määrittämässä kuormitustilanteessa. Jos käytetään IEC 609 -standardin vuoden 2001 versiota jännitteen varmuuskertoimien kanssa, saadaan oikosulkuvirroille korkeammat arviot. Taulukossa 6 on esitetty kolmivaiheisia oikosulkuvirtoja erilaisilla menetelmillä laskettuna. Taulukossa on listattuna suurin kolmivaiheisen alkuoikosulkuvirran arvo ja asema, jolla kyseinen arvo esiintyy. Taulukossa 7 on selitetty taulukon 6 merkinnät.

Taulukko 6. Kolmivaiheisia oikosulkuvirtoja erilaisissa tilanteissa ja eri tavoilla laskettuna.

Tilanne	Tapa A		Tapa B		Tapa C		Tapa D	
1	35,20	Tm	36,87	Tm	35,64	Tm	37,49	Tm
2	37,47	Tm	39,20	Tm	38,07	Tm	39,90	Tm
2	36,15	Vs	37,63	Tm	37,98	Vs	39,33	Vs
4	39,57	Vs	40,76	Vs	41,40	Vs	42,82	Vs
5	36,86	Vs	38,34	Tm	38,76	Vs	40,09	Vs
6	44,96	Vs	46,08	Vs	47,90	Vs	49,23	Vs
7	39,31	Tm	40,77	Tm	41,77	Vm	44,32	Su
8	38,49	Tm	40,07	Tm	40,20	Vs	41,87	Tm
9	37,09	Vs	38,40	Vs	38,77	Vs	40,31	Vs
10	37,97	Vs	39,27	Vs	39,73	Vs	41,27	Vs
11	46,08	Vs	47,37	Vs	48,88	Vs	50,41	Vs
12	40,12	Vs	41,30	Vs	42,23	Vs	43,60	Vs
13	39,35	Vs	40,64	Vs	41,22	Vs	42,71	Vs
14	32,73	Tm	34,44	Tm	33,91	Tm	35,87	Tm
15	35,14	Tm	36,84	Tm	35,26	Tm	37,20	Tm
16	37,84	Tm	39,39	Tm	38,37	Tm	40,46	Su
17	38,39	Tm	39,93	Tm	40,14	Tm	41,90	Tm

Taulukko 7. Taulukon 6 merkintöjen selitykset.

Tapa A	IEC 1988 tehonjaon mukaisesti. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuunottamatta.
Tapa B	IEC 1988 tehonjaon mukaisesti. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaari mukaan lukien.
Tapa C	IEC 2001 varmuuskertoimella $c=1,1$. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuunottamatta.
Tapa D	IEC 2001 varmuuskertoimella $c=1,1$. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaari mukaan lukien.
1	Ei uusia 400 kV muuntajia. Ei tuotantoa 400 kV verkossa.
2	Ei uusia 400 kV muuntajia. Ei tuotantoa 400 kV verkossa. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
3	Vuosaari 1*400 MVA muuntaja. Ei siirretty tuotantoa 400 kV.
4	Vuosaari 2*400 MVA muuntajaa. Ei siirretty tuotantoa 400 kV.
5	Vuosaari 1*400 MVA muuntaja. Ei siirretty tuotantoa 400 kV. Lisätty Långmossebergen.
6	Vuosaari 1*400 MVA muuntaja. Ei siirretty tuotantoa 400 kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Vuosaari-C.
7	Vuosaari 1*400 MVA muuntaja. Ei siirretty tuotantoa 400 kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Hanasaari-C.
8	Vuosaari 1*400 MVA muuntaja. Ei siirretty tuotantoa 400 kV. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
9	Länsisalmessa 2 muuntajaa. Ei muita muutoksia. Vuosaaressa ei 400 kV.
10	Länsisalmessa 2 muuntajaa. Vuosaaressa ei 400 kV. Lisätty Långmossebergen.
11	Länsisalmessa 2 muuntajaa. Vuosaaressa ei 400 kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Vuosaari-C.
12	Länsisalmessa 2 muuntajaa. Vuosaaressa ei 400 kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Hanasaari-C.
13	Länsisalmessa 2 muuntajaa. Vuosaaressa ei 400 kV. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
14	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB liitetty 400kV.
15	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB liitetty 400kV. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
16	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB liitetty 400kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Hanasaari-C. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
17	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB liitetty 400kV. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Hanasaari-C ja Vuosaari-C. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.

Näiden tarkastelujen johtopäätöksenä näyttää siltä, että 400 kV yhteyden rakentaminen Länsisalmeesta Vuosaareen ja Vuosaaren B-voimalaitoksen kytkeminen 400 kV verkkoon ovat hyvin suositeltavia toimenpiteitä. Jos Hanasaareen tulee tulevaisuudessa lisätuotantoa ja tarve laajentaa 400 kV verkkoa sinne, on yhteys helpompi toteuttaa, jos 400 kV yhteys Länsisalmeesta Vuosaareen on jo olemassa kuin jos yhteys pitäisi rakentaa kerralla Kehä III:n tasolta. Lisäksi kaavoituksessa voimantuotantoa varten varatuille alueille, esimerkiksi Långmossebergeniin, on mahdollista rakentaa 110 kV verkkoon liittyviä uusia voimalaitoksia.

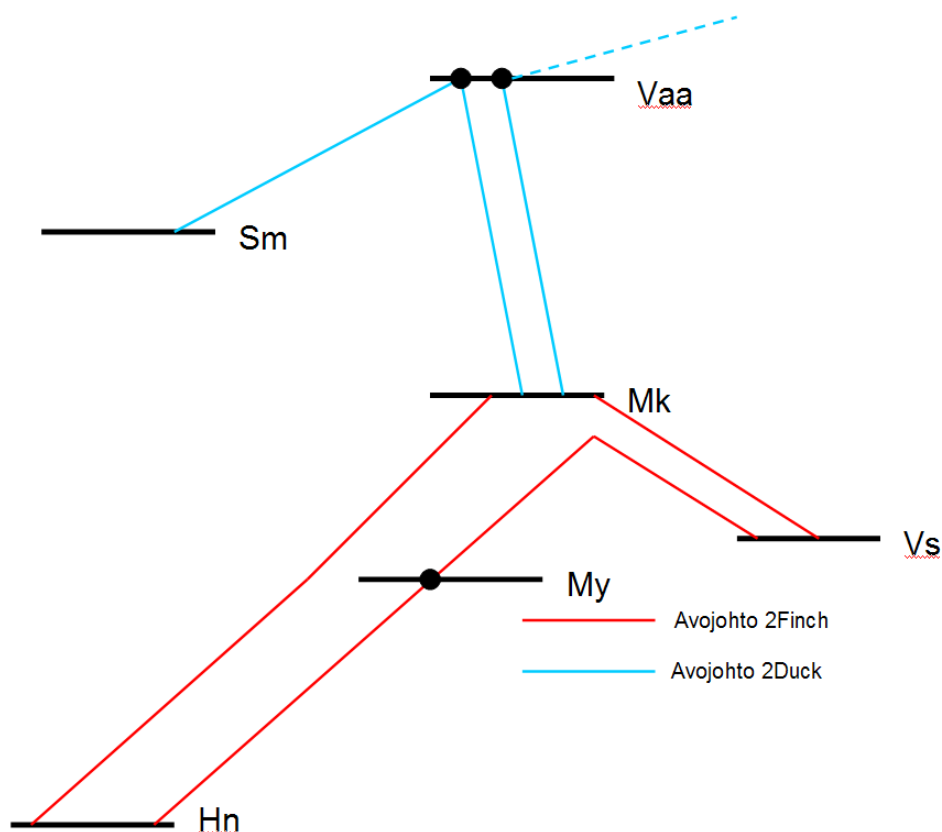
6.4.2 Itäisen sähköverkon 110 kV kytkentöjen analysointi

Itäisellä sähköverkolla tarkoitetaan tässä Herttoniemen, Myllypuron, Mellunkylän, Vuosaaren, Suurmetsän ja Vaaralan sähköasemia yhdistäviä johtoja. Tämän hetken kytkentätilanteessa (kuva 60) kumpikaan Mellunkylästä lähtevistä virtapiireistä ei ole kytkettynä Vaaralaan. Vaaralasta on kaksoisavojohtoyhteys 2*2Finch Vuosaareen.

Nykyisessä tilanteessa ongelmana on muun muassa se, että yhteyden Vuosaaresta kantakaupunkiin ollessa poikki, ylikuormittuvat Vantaan johdot Tammisto-Hakkila ja Hakkila-Vaarala. Vuosaaren 400 kV laajennuksen yhteydessä nykyinen 110 kV kaksoisavojohto Vuosaaresta Vaaralaan joudutaan purkamaan, jos 400 kV yhteys halutaan toteuttaa avojohtona. Tällöin 110 kV yhteys Vaaralasta HSV:n verkkoon toteutetaan kytkemällä molemmat virtapiirit Mellunkylästä Vaaralaan. Tämä poistaa Vantaan johtojen ylikuormitusongelman.

Myllypuron oikosulkukestoisuudeltaan alimittaiseksi jäävä 110 kV kytkinlaitos on tarkoitus uudistaa vuonna 2010. Uusimisen toteuttamiseksi on useita vaihtoehtoja verkon kytkennän osalta.

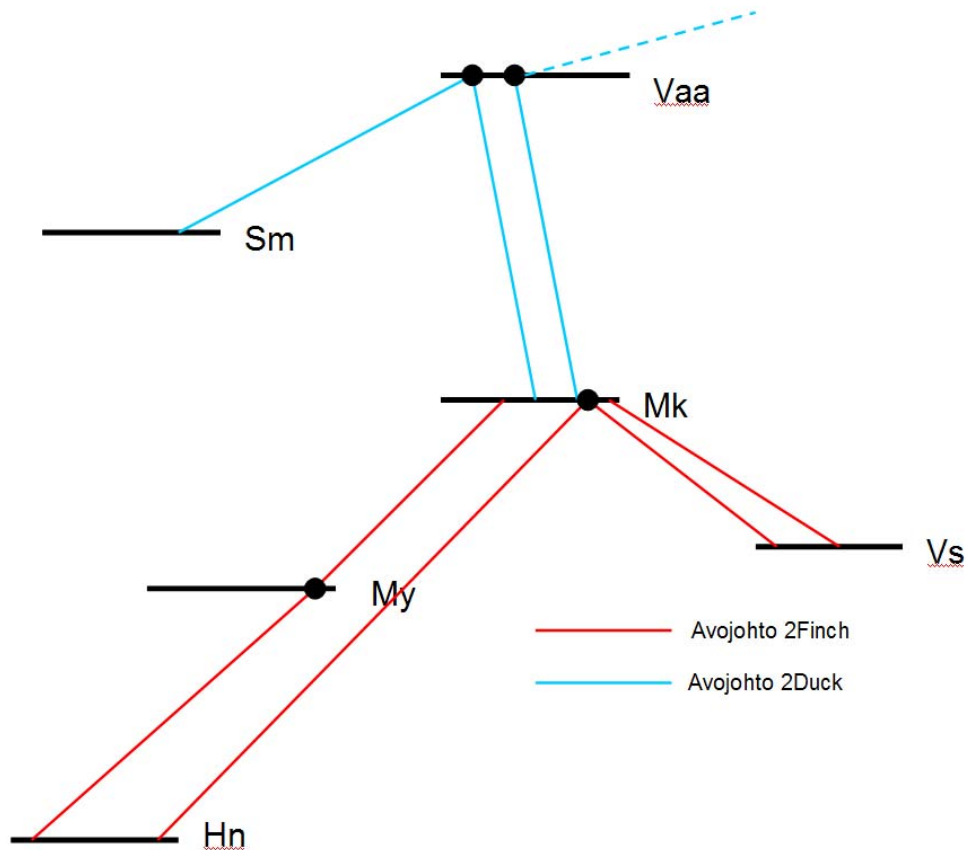
Herttoniemi-Myllypuro-Mellunkylä-Vuosaari-kaksoisjohdon kytkennöillä on teoriassa kolme vaihtoehtoa, jos uusia johtoja tai kaapeleita ei rakenneta. Nykyisessä vaihtoehdossa (vaihtoehto 1, kuva 61) itäinen virtapiiri menee suoraan Herttoniemestä Vuosaareen ja läntinen virtapiiri poikkeaa Myllypurossa ja Mellunkylässä. Suunnitellun Myllypuron uudistuksen jälkeisessä kytkennässä (vaihtoehto 2, kuva 62) itäinen virtapiiri kulkisi Herttoniemestä Myllypuron kautta Vuosaareen ja läntinen virtapiiri Herttoniemestä Mellunkylän kautta Vuosaareen.



Kuva 62. Itäverkon kytkentä, kun 110 kV Vuosaari-Vaarala-johto on purettu, vaihtoehto 2.

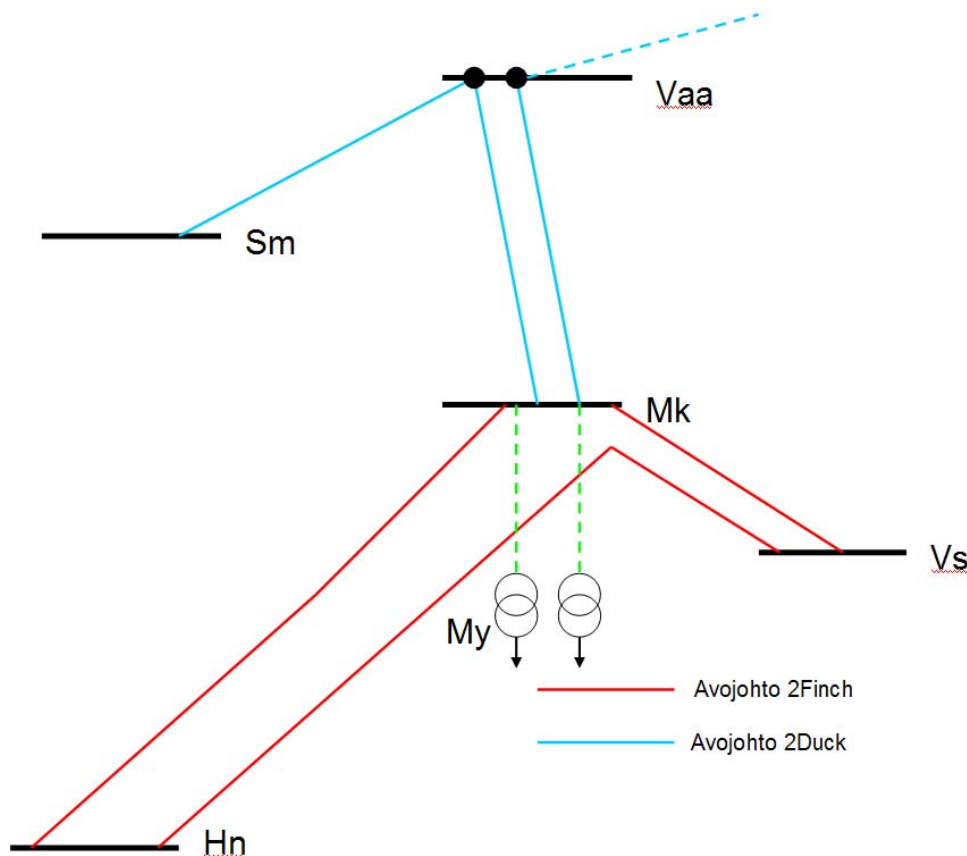
Kolmannessa vaihtoehdossa (kuva 63) molemmat Vuosaaresta lähtevät virtapiirit poikkeaisivat Mellunkylässä. Myllypuron kytkinlaitos olisi kytkettynä toiseen Mellunkylästä Herttoniemeeseen menevistä virtapiireistä.

Käytännössä tämä olisi luultavasti itäinen virtapiiri, mutta tehonjakoon ei vaikuttaisi se, jos Myllypuro pysyisi kytkettynä läntiseen virtapiiriin.



Kuva 63. Itäverkon kytkentä, kun 110 kV Vuosaari-Vaarala-johto on purettu, vaihtoehto 3.

Kytkennoille on olemassa neljäskin vaihtoehto. Tässä vaihtoehdossa Myllypuron kytkinlaitos purettaisiin. Myllypuron muuntajat syötettäisiin Mellunkylästä kaapeleilla. Tätä vaihtoehtoa esittää kuva 64. Periaatteessa tästä voitaisiin vielä kehittää sellainen viides vaihtoehto, jossa Herttoniemestä suoraan Vuosaareen menevä virtapiiri kytkettäisiin Mellunkylään. Tällaista vaihtoehtoa ei kuitenkaan tarkasteltu laskelmissa.



Kuva 64. Itäverkon kytkentä, kun 110 kV Vuosaari-Vaarala-johto on purettu, vaihtoehto 4.

Kaikkien vaihtoehtojen tarkasteluissa on oletettu, että molemmat Mellunkylän johdot on kytketty Vaaralaan ja että kaksoisavojohtoyhteys Vuosaaresta Vaaralaan ei ole käytössä. Tällöin on jokaisessa vaihtoehdossa selvää, että jos kaksoisavojohtoyhteys vikaantuu Vuosaaren ja Mellunkylän välillä, ei Vuosaaren tehoa saada siirrettyä 110 kV verkossa. Vuosaaren B-voimalaitoksen kytkeminen 400 kV verkkoon helpottaa myöhemmin tilannetta. Tässä on kuitenkin analysoitu välivaiheen suhteellisen lyhytkestoista tilannetta, jossa 110 kV kaksoisavojohto Vuosaari-Vaarala on purettu, mutta Vuosaari-B ei ole vielä kytketty 400 kV verkkoon.

Mikäli Vuosaaren kaikki generaattorit ovat käynnissä, aiheuttaa yhden Vuosaaresta lähtevän virtapiirin vikaantuminen kaikissa tarkastelutilanteissa sen, että toinen virtapiiri ylikuormittuu pahasti. Kuormitus voi nousta jopa yli 150 %:iin. Vaihtoehto 3, jossa molemmat Vuosaaresta lähtevät virtapiirit ovat kiinni Mellunkylässä, on siinä mielessä paras, että ainoastaan Mellunkylä-Vuosaari-välillä oleva vika aiheuttaa toisen johdon ylikuormittumisen. Vaihtoehdossa 1 ylikuormittumiseen johtaa lisäksi vika välillä Herttoniemi-Vuosaari. Vaihtoehdossa 2 ylikuormittumiseen johtavat Mellunkylä-Vuosaari-välin vikojen lisäksi viat väleillä Herttoniemi-Myllypuro tai Myllypuro-Vuosaari. Vaihtoehdossa 4 ylikuormittumiseen johtaa välin Herttoniemi-Vuosaari tai Mellunkylä-Vuosaari-välin vika.

Tarkastellaan yhden virtapiirin vikoja ja oletetaan, että vika syntyy yhtä suurella todennäköisyydellä missä tahansa kohdassa johtoa. Tällöin ylikuormitusriskin suuruutta voidaan arvioida sen perusteella, kuinka paljon kussakin vaihtoehdossa on sellaista johto-osuutta, jonka vikaantuminen aiheuttaa ehjään virtapiiriin ylikuormituksen. Vaihtoehdossa 2 tällaisten johto-osuuksien yhteispituus on noin 7900 metriä ja muissa vaihtoehdoissa noin 12500 metriä. Voidaan siis esitetyillä oletuksilla arvioida, että vaihtoehdossa 2 ylikuormituksen riski on noin 40 % pienempi kuin muissa vaihtoehdoissa.

Kesätilanteessa, jossa Vuosaarella on 300 MW tuotantoa, Martinlaaksossa 80 MW ja Hanasaari ja Salmisaari ovat pois päältä, ei missään kolmesta vaihtoehdosta yksittäisen virtapiirin vikaantuminen aiheuta toisen virtapiirin kuormittumista yli 100 %, mutta hyvin lähelle sitä joudutaan. Johtojen kuormitus riippuu lähinnä Vuosaaren tuotannosta. Jos koko Helsinki Vuosaari mukaan lukien on ilman tuotantoa, on yksittäisten virtapiirien vikoja tarkastellessa tilanne helpompi kuin se, jos Vuosaarella on tuotantoa.

Mikäli tarkastellaan sellaista harvinaista kesätilannetta, jossa molemmat virtapiirit Tammistosta Viikinmäkeen olisivat keskeytyksessä ja kantakaupunki (Salmisaari ja Hanasaari) olisi ilman tuotantoa, kulkee Vaaralasta Mellunkylän kautta paljon tehoa kantakaupunkiin. Tällöin yhden virtapiirin vikaantuminen Herttoniemi-Vuosaari-välillä voi aiheuttaa toiselle Herttoniemi-Vuosaari-välin johto-osuudelle ylikuormittumisen. Ongelmia esiintyy kaikissa neljässä kytkentävaihtoehdossa.

3-vaiheisen oikosulkuvirran alkutilan arvo kasvaa Vaaralassa noin 1 kA, kun Mellunkylän johdot kytketään Vaaralaan ja samalla Vuosaari-Vaarala-kaksoisavojohto on poissa käytöstä. Samalla Mellunkylän oikosulkuvirta kasvaa noin 3 kA. Vuosaaren oikosulkuvirta pienenee noin 3 kA, kun Vuosaari-Vaarala-kaksoisjohto puretaan.

Lisäksi molempien Vuosaaresta lähtevien virtapiirien kytkeminen Mellunkylään kasvattaa oikosulkuvirtaa Mellunkylässä lähes 2 kA, Vuosaarella noin 0,5 kA ja Vaaralassa noin 1 kA. Tällöin Mellunkylän oikosulkuvirta tulee lähes samansuuruiseksi kuin Tammiston oikosulkuvirta, mutta pysyy silti 40 kA mitoitusrajan alapuolella, vaikka kaikki Helsingin ja Vantaan generaattorit ja kaasuturbiinit olisivat käynnissä. Taulukossa 8 esitetään oikosulkuvirtoja erilaisissa itäisen verkon kytkentävaihtoehdoissa. Arvoissa on huomioitu kaikki nykyinen tuotanto, mutta ei uutta tuotantoa. 400 kV kantaverkon oikosulkuvirtoja ei ole kasvatettu nykytilanteeseen nähden.

Taulukko 8. Laskettuja oikosulkuvirtoja erilaisissa itäverkon kytkennöissä, kun kaikki tuotanto on päällä.

	Tm Ik" (kA)	Vaa Ik" (kA)	My Ik" (kA)	Mk Ik" (kA)	Hn Ik" (kA)	Vs Ik" (kA)
Kytkentä 1, nykytilanne, Mk ei kytketty Vaa	36,8	32,4	30,7	31,2	34,6	35,5
Kytkentä 1, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa käytössä	37,1	36,1	32,7	34,7	35,3	35,5
Kytkentä 1, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa ei käytössä	36,7	33,9	32,6	34,4	35,3	32,6
Kytkentä 2, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa käytössä	37,1	36,6	33,1	36,5	35,5	35,6
Kytkentä 2, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa ei käytössä	36,7	35,1	33,1	36,5	35,5	33,1
Kytkentä 3, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa käytössä	37,1	36,1	30,1	34,7	35,3	35,5
Kytkentä 3, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa ei käytössä	36,7	33,9	29,8	34,4	35,3	32,6
Kytkentä 4, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa käytössä	36,7	36,1	-	34,6	35,3	35,5
Kytkentä 4, Mk-Vaa 2 vp, Vs-Vaa ei käytössä	36,3	33,8	-	34,4	35,3	32,6

Kaiken kaikkiaan itäisen verkon laskennoista voidaan todeta, ettei ratkaisuvaihtoehtojen välillä lopulta ole kovin suurta eroa verkostolaskentojen kannalta. Mahdolliset ongelmat ovat kaikissa ratkaisuissa samantapaisia, vaikkakin joissakin ongelmien esiintymistodennäköisyys on suurempi kuin toisissa. Valinta itäisen verkon kytkentäratkaisusta tulisi tehdä ensisijaisesti muiden tekijöiden, kuten kustannusten ja toteutuksen käytännöllisyyden perusteella.

Kun Vuosaaren valmistuu 400 kV sähköasema ja 400/110 kV muuntaja ja Vuosaari-B kytketään 400 kV verkkoon, ei yllä esitettyjä ongelmia enää esiinny. Itäisen verkon johdot eivät vuoden 2020 kuormilla ylikuormitu missään tarkastelluissa vikatilanteissa missään kytkentävaihtoehdossa. Vuoden 2030 nopean kasvun kesäkuormilla voi itäverkon kytkentävaihtoehdosta riippuen jokin Herttoniemi-Vuosaari-välin johto-osuus ylikuormittua. Näin voi käydä, jos kantakaupunki on ilman tuotantoa ja Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohto on vikaantunut. Ylikuormitus on suurimmillaan kuitenkin vain 8 %. Tässä myös oletettiin, että 400 kV verkkoa ei ole laajennettu Suvilahteen tai Viikinmäkeen.

6.4.3 400 kV verkon laajentaminen kantakaupunkiin

Vuosaaren 400 kV sähköaseman valmistumisen jälkeen seuraava johdonmukainen 400 kV verkon laajennus on verkon jatkaminen kantakaupunkiin. Kuormituksen painopiste on Helsingin niemellä, joten siirtohäviöiden pienentämisen kannalta olisi kannattavaa sijoittaa lisämuunnokset mahdollisimman etelään.

Helsingin, Vantaan ja 110 kV asiakasliittymien kesäpäivän yhteiskuorma on vuoden 2020 normaalin kasvun ennusteissa noin 1100 MW ja nopean kasvun ennusteissa noin 1170 MW. Vuoden 2030 normaalin kasvun ennusteessa vastaava kuorma on noin 1180 MW eli suunnilleen saman kuin vuoden 2020 nopean kasvun ennusteessa. Vuoden 2030 nopean kasvun ennusteessa vastaava kuorma on noin 1310 MW. Jos siis

halutaan, että koko kuorma pystytään syöttämään ilman tuotantoa muuntajien ylikuormittumatta, tarvitaan viides muuntaja normaalilla kasvunopeudella noin vuonna 2030. Mikäli voidaan olettaa, että 110 kV verkossa on aina tuotantoa, siirtyy viidennen muunnon tarve myöhemmäksi.

Asemia, joilla on tilavarauksia tulevaa 400 kV laajennusta varten, ovat Viikinmäki ja Suvilahti. Käyttövarmuuden vuoksi asemien syöttäminen säteittäisesti ei ole pitkällä tähtäimellä järkevää, joten kantakaupungin 400 kV verkko tulisi rakentaa renkaaksi. Näin on erityisesti silloin, jos 110 kV verkko jaetaan osiin. Lyhimmissä rengasvaihtoehtoissa 400 kV verkko laajennetaan Vuosaaresta Suvilahteen tai Viikinmäkeen, josta rengas suljetaan rakentamalla yhteys Tammistoon. Suvilahden kautta kulkeva rengas on pidempi kuin Viikinmäen kautta kulkeva.

On myös mahdollista rakentaa 400 kV asemat sekä Viikinmäkeen että Suvilahteen. Jos uusia 400/110 kV muuntoja rakennetaan lisää, olisi niiden hajauttaminen Viikinmäen ja Suvilahden kesken järkevää. Se on lähes välttämätöntä, mikäli 110 kV verkko jaetaan osaverkoiksi. Jos Vuosaaren 400 kV rakentamisen jälkeen päätetään seuraavaksi rakentaa yhteys Vuosaaresta Suvilahteen, olisi paluureittiä Suvilahdesta Tammistoon rakennettaessa Viikinmäki sopivasti matkan varrella.

Kiinnostavimpia 400 kV rengasvaihtoehtoja ovat Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Tammisto ja Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto. Näiden lisäksi on tarkasteltu myös sellaista vaihtoehtoa, jossa 400 kV rengas ulottuisi Salmisaareen, eli renkaaksi tulisi Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Salmisaari-Tammisto. Lisäksi on tarkasteltu sellaisia rengasvaihtoehtoja, joissa kantakaupungissa on vain yksi 400 kV asema, eli Vuosaari-Suvilahti-Tammisto tai Vuosaari-Viikinmäki-Tammisto.

Käytännössä 400 kV rengas kantakaupunkiin olisi toteutettava kaapelitekniikalla. Nykyisistä 110 kV avojohdoistakin haluttaisiin päästä eroon, joten rakenteiltaan vielä suurempien 400 kV avojohdojen rakentaminen kantakaupunkiin ei ole mahdollista. Kaapelit voidaan ainakin teoriassa asentaa hyödyntämättä olemassa olevia tunneleita, jolloin joudutaan hautaamaan kaapelit maahan ns. pintakaivantoon tai rakentamaan uutta tunnelia. Eri asennustapoja voidaan myös sekoittaa.

Tässä työssä ei oteta kantaa siihen, mitä reittiä uudet kaapelit tarkkaan ottaen kulkisivat. Sen sijaan kaapelipituuksille on arvioitu ylä- ja alaraja-arvioita. Alaraja-arvio on lyhin teoreettisesti mahdollinen johtopituus eli käytännössä linnuntie kahden aseman välillä. Yläraja-arviot on saatu käyttämällä asemien välillä tällä hetkellä kulkevien 110 kV avojohdojen pituuksia ja lisäämällä saatuun lukuun pieni turvamarginaali. Esimerkiksi laskemalla yhteen avojohdojen Herttoniemi-Vuosaari ja Herttoniemi-Viikinmäki pituudet saadaan tulokseksi 13,3 km. Tämän perusteella arvioitiin 400 kV Vuosaari-Viikinmäki-kaapelin maksimipituudeksi 15 km. Tällä logiikalla arvioituja, laskennassa käytettyjä 400 kV kaapeliyhteyksien minimi- ja maksimipituuksia on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 9. Laskennassa käytettyjä minimi- ja maksimiarvioita 400 kV johtopituuksille, kun asennustapana käytetään maahan hautaamista ja uusia pinta- tai kalliotunneleita.

Johtoväli	Arvioitu minimipituus (km)	Arvioitu maksimipituus (km)
Vuosaari-Viikinmäki	10	15
Vuosaari-Suvilahti	12	16
Viikinmäki-Suvilahti	5	8,1
Suvilahti-Tammisto	12	17
Suvilahti-Salmisaari	4,5	6,5
Salmisaari-Tammisto	15	21
Viikinmäki-Tammisto	7,7	11

Sen sijaan, että toteutetaan kaapelien asennus kokonaan pintakaivantoon hautaamalla ja uusilla tunneleilla, on mahdollista hyödyntää osalla matkasta Vuosaari-Pasila-tunnelia. Tällöin joudutaan hieman kiertelemään. Kaapelin Vuosaari-Suvilahti pituudeksi tulisi tällöin noin 22 km, mutta muut kaapelipituudet pysyvät taulukossa 9 esitetyissä rajoissa.

Ensimmäinen ratkaistava ongelma on se, rakennetaanko ensimmäinen 400 kV kaapeli Vuosaaresta Viikinmäkeen vai Vuosaaresta Suvilahteen. Jos kaapeli rakennetaan Viikinmäkeen, on etuna lyhyempi kaapelipituus. Suvilahdessa etuna on se, että pystytään paremmin hyödyntämään Vuosaari-Pasila-tunnelia. Lisäksi muuntajien kuljetus Suvilahteen on helpompaa kuin Viikinmäkeen. Myös mahdollinen tuotannon lisäys Hanasaareen puoltaa yhteyden rakentamista Suvilahteen. Näiden seikkojen lisäksi tulee myös tarkastella muunnon sijainnin vaikutuksia 110 kV verkon tehonjakoon.

Kun tarkasteltiin viidennen muuntajan sijoittamista Viikinmäkeen tai Suvilahteen, oletettiin, että 110 kV verkkoa ei ole jaettu mitenkään. Tämä on mahdollista ilman oikosulkuvirtojen ylittymistä, jos Vuosaaren B-voimalaitos on kytketty 400 kV verkkoon. Oletuksena oli, että tässä vaiheessa Viikinmäkeen tai Suvilahteen ei vielä tulisi kytkinlaitosta, vaan muuntaja tulee suoraan kaapelin päähän. Tilannetta tarkasteltiin vuoden 2020 nopean kasvun ennusteen mukaisilla kesä- ja talvikuormilla.

Talvitilanteessa 110 kV verkossa ei tule ongelmia kummassakaan vaihtoehtoisessa muuntajan sijoituspaikassa. Kesällä ratkaisuihin syntyy eroja lähinnä välien Viikinmäki-Suvilahti ja Suvilahti-Salmisaari kaapeliyhteyksien ja Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohdon kuormituksessa. Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohdon molempien virtapiirien yhteisvika aiheuttaa ylikuormitusongelmia Suvilahti-Salmisaari-välin kaapeliverkossa, jos 400/110 kV muuntajan sijaintipaikka on

Viikinmäki, eikä Viikinmäki-Suvilahti-välille ole asennettu suuritehoisia kaapeleita. Käytännössä suuritehoinen kaapeliyhteys Viikinmäestä Suvilahteen toteutetaan todennäköisesti huomattavasti ennen 400 kV yhteyden rakentamista Viikinmäkeen tai Suvilahteen, joten tämä ongelma tuskin tulee vastaan.

Jos muuntajan sijoituspaikka on Viikinmäki, kuormittuu Viikinmäki-Suvilahti-kaapeliverkko aiemmassa osioissa esitettyjen laskelmien mukaisesti. Mikäli muuntaja sijoitetaan Suvilahteen, tulee Viikinmäki-Suvilahti-kaapelien kuormitus erilaisissa vikatilanteissakin merkittävästi kevyemmäksi. Oikeastaan Viikinmäki-Suvilahti-välillä ei tarvittaisi ollenkaan suuritehoisia 110 kV yhteyksiä, jos Suvilahdessa on 400 kV muunto. Tässä tapauksessa kaksoisjohdon Herttoniemi-Suvilahti tai Pitäjänmäki-Salmisaari vikaantuminen on hallittu tilanne. Jos molemmat näistä yhteyksistä ovat poissa käytössä, tulisi Suvilahden 400/110 kV muuntajan kuormitukseksi vuoden 2020 nopean kasvun kuormilla 119 %, mutta tällainen tilanne on luultavasti melko epätodennäköinen. Käytännössä Viikinmäki-Suvilahti-välin suuritehoiset 110 kV kaapelit tarvitaan mahdollisesti ennen kuin 400 kV yhteys Suvilahteen pystytään rakentamaan.

Laskelmien perusteella voidaan todeta, että yhdenkin 400 kV muunnon tuominen kantakaupunkiin ratkaisee monia niistä ongelmista, joita on työn muissa osissa pyritty ratkaisemaan tekemällä muutoksia tai lisäyksiä 110 kV verkkoon. Esimerkiksi rajapinnan Kehä III – Helsinki johtojen kuormittuminen virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Myllypuro-Mellunkylä yhteisviassa vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla pysyy sallituissa rajoissa ilman mitään 110 kV verkon ratkaisuja, jos Viikinmäkeen tai Suvilahteen on asennettu 400/110 kV muunto. Jos ensin tehdään suuria 110 kV verkon vahvistuksia ja sen jälkeen rakennetaan kantakaupunkiin 400 kV verkko, tulevat 110 kV vahvistukset 400 kV valmistumisen jälkeen tarpeettomiksi, mikä ei ole taloudellisesti optimaalista.

Viidennen 400/110 kV muunnon lisääminen Viikinmäkeen tai Suvilahteen ei vielä välttämättä saa aikaan 40 kA tason ylittymistä 110 kV verkon oikosulkuvirroissa, jos Vuosaari-B on kytketty 400 kV verkkoon. Tässä oletetaan, että Vuosaaren mahdollinen lisätuotantoyksikkö asennettaisiin Vuosaari-B:n tapaan 400 kV verkkoon. Suurimmat 110 kV oikosulkuvirrat ovat tässä tilanteessa joko Viikinmäessä tai Suvilahdessa.

Nykyisellä tuotannolla saadaan Suvilahden 110 kV oikosulkuvirroiksi 34,6/37,0 kA viidennen muuntajan ollessa Suvilahdessa ja Viikinmäen 110 kV oikosulkuvirroiksi 35,0/37,2 muuntajan ollessa Viikinmäessä. Ensimmäisessä arvossa on oletettu, että käynnissä on kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta. Jälkimmäisessä arvossa oletetaan, että myös Kellosaari on käynnissä. Jos oletetaan Långmossebergeniin 70 MVA lisätuotantoa ja kasvatetaan kantaverkon oikosulkuvirrat Fingridin vuoden 2018 maksimiennusteita vastaaviksi, ovat Suvilahden 110 kV oikosulkuvirrat 37,1/39,5 viidennen muuntajan ollessa Suvilahdessa ja Viikinmäen 110 kV oikosulkuvirrat 37,5/39,8 viidennen muuntajan ollessa Viikinmäessä.

Jos lisätään kuudes muunto Viikinmäkeen tai Suvilahteen, on verkon jako käytännössä välttämätöntä. Kun Viikinmäessä on yksi 400 MVA muuntaja ja Suvilahdessa toinen, saadaan nykyisellä tuotannolla suurimmat

oikosulkuvirrat Viikinmäessä: 37,5/39,8 kA. Kun lisätään Långmossebergeniin 70 MVA ja kasvatetaan kantaverkon oikosulkuvirrat Fingridin vuoden 2018 maksimiennusteita vastaaviksi, Viikinmäen oikosulkuvirroiksi saadaan 40,3/42,5. On huomioitavaa, että jos 110 kV verkkoa ei jaeta, on kuudennen muunnon tarve muutenkin todella kaukainen.

Jos halutaan saada muuntokapasiteettia lähemmäs kantakaupunkia, mutta ei haluta hankkia viidettä 400/110 kV muuntajaa, on mahdollista siirtää Tammistosta yksi muuntaja Suvilahteen tai Viikinmäkeen. Tässä tilanteessa tehtiin laskentoja käyttäen vuoden 2030 nopean kasvun ennusteen kuormia. Vuosaaresta menee siis 400 kV säteittäiskaapeli Suvilahteen. Osoittautui, että 110 kV verkossa ei tule ongelmia, jos Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto pidetään käytössä. Viikinmäki-Suvilahti-välillä ei tällöin tarvita suuritehoisia 110 kV yhteyksiä. Jos Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto puretaan eikä sen paikalle asenneta vastaavia 110 kV kaapeleita, tarvitaan Viikinmäki-Suvilahti-välille kaksi suuritehoista virtapiiriä.

Neljän muuntajan ratkaisussa voi tulla kuitenkin ongelmia muuntokapasiteetin riittävyuden kanssa. Helsingin ja Vantaan yhteiskuorma on kesäpäivän 2030 nopean kasvun ennusteen mukaan hieman yli 1300 MW, kun mukaan on laskettu 110 kV asiakkaat. Jos Helsingin pakollinen kaukolämpö tuotetaan 400 kV verkkoon kytketyssä Vuosaari-B:ssä, ei Helsingin 110 kV verkossa ole välttämättä yhtään tuotantoa. Vantaan tuotanto voi olla alle 100 MW. Neljän 400/110 kV muuntajan läpi kulkee siis pahimmillaan yli 1200 MW pätötehoa. Tämän lisäksi muuntajien läpi kulkee loistehoa, jolloin N-1 ei toteudu. Yhden muuntajan vikaantuessa muiden kuormitukseksi tulee 105-129 % riippuen siitä, mikä muuntaja on vikaantunut. 400 kV Tammisto-Länsisalmi-yhteyden vikaantuminen aiheuttaa Tammiston muuntajalle noin 140 % kuormituksen.

110 kV verkon kannalta 400/110 kV muuntajan tuominen Suvilahteen vaikuttaa erittäin hyvältä ratkaisulta. Tällöin Tammisto-Viikinmäki-johtoa ei tarvitse vahvistaa. Helsingissä on ollut painetta purkaa Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto ja korvata se kaapeleilla. 110 kV Herttoniemi-Suvilahti-kaapeleita ei ole pakko rakentaa, jos rakennetaan 400 kV yhteys Vuosaaresta Suvilahteen. Tällöin kuitenkin Viikinmäki-Suvilahti-välillä tarvitaan kaksi suuritehoista virtapiiriä. Tällä välillä pitää joka tapauksessa korvata vanhoja öljykaapeleita, mikä puoltaa 110 kV kaapeliyhteyksien rakentamista Viikinmäki-Suvilahti-välille Herttoniemi-Suvilahti-välin sijaan.

Taulukossa 10 esitetään erilaisilla menetelmillä laskettuja 3-vaiheisia oikosulkuvirtoja niissä ratkaisuihin, joissa Viikinmäessä tai Suvilahdessa on säteittäisesti syötetty 400 kV muuntaja ja 110 kV verkko on jakamaton. Taulukossa kerrotaan 110 kV verkon suurimman 3-vaiheisen alkuoikosulkuvirran suuruus ja sen aseman nimi, jolla tuo arvo esiintyy. Taulukossa 11 on selitetty taulukon 10 merkinnät. Avojohtojen kaapeloinnilla tarkoitetaan niitä 110 kV avojohtoja, joiden kaapelointia tässä työssä on tarkasteltu. Lukijan on syytä huomata, että useimmissa laskennoissa on käytössä viisi muuntajaa.

Taulukko 10. Kolmivaiheiset oikosulkuvirrat silloin, kun 400 kV Suvilahti tai Viikinmäki syötetään säteittäisesti.

Tilanne	Tapa A		Tapa B		Tapa C		Tapa D	
1	34,63	Su	36,99	Su	35,84	Su	38,53	Su
2	37,12	Su	39,50	Su	38,48	Su	41,18	Su
3	37,65	Su	40,04	Su	39,15	Su	41,83	Su
4	34,99	Vm	37,20	Vm	36,17	Vm	38,69	Vm
5	37,50	Vm	39,76	Vm	38,84	Vm	41,39	Vm
6	37,99	Vm	40,33	Vm	39,47	Vm	42,10	Vm
7	37,54	Vm	39,76	Vm	38,46	Vm	40,93	Vm
8	40,31	Vm	42,54	Vm	41,59	Vm	44,10	Vm
9	32,55	Su	34,92	Su	33,64	Su	36,35	Su
10	34,64	Su	37,03	Su	35,87	Su	38,57	Su
11	35,51	Su	37,89	Su	37,01	Su	39,71	Su

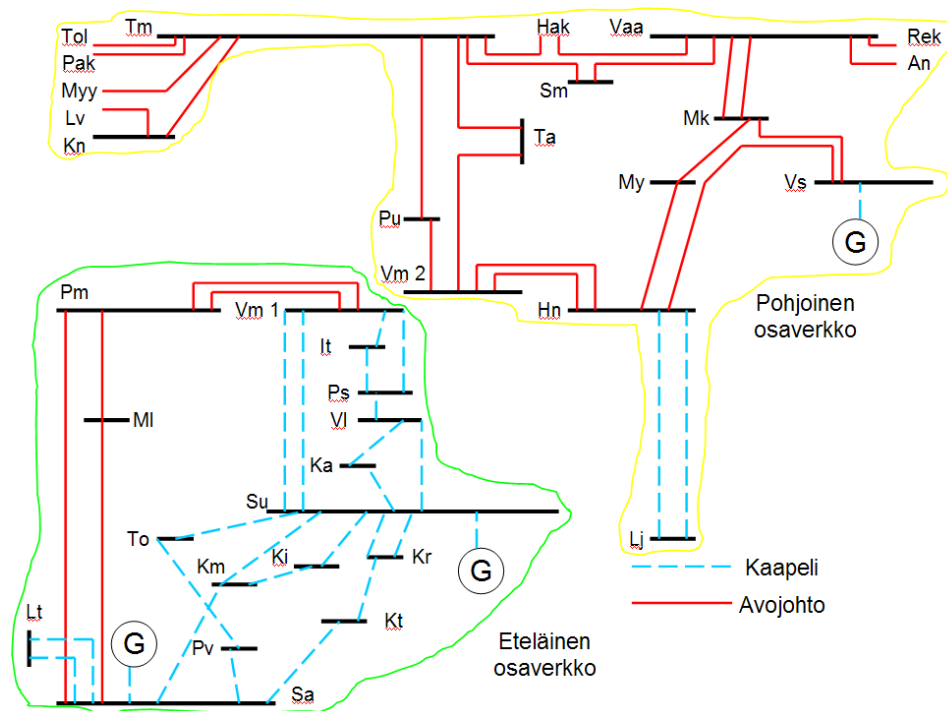
Taulukko 11. Taulukon 10 merkintöjen selitykset.

Tapa A	IEC 1988 tehonjaon mukaisesti. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta.
Tapa B	IEC 1988 tehonjaon mukaisesti. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaari mukaan lukien.
Tapa C	IEC 2001 varmuuskertoimella c=1,1. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta.
Tapa D	IEC 2001 varmuuskertoimella c=1,1. Kaikki nykyinen tuotanto Kellosaari mukaan lukien.
1	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja.
2	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
3	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste. Avojohtot kaapeloitu.
4	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vm-Vs 400 kV 10 km. Vm 1 x 400 kV muuntaja.
5	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vm-Vs 400 kV 10 km. Vm 1 x 400 kV muuntaja. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
6	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vm-Vs 400 kV 10 km. Vm 1 x 400 kV muuntaja. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste. Avojohtot kaapeloitu.
7	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Su-Vm 400 kV 5 km. Vm 1 x 400 kV muuntaja.
8	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Su-Vm 400 kV 5 km. Vm 1 x 400 kV muuntaja. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
9	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Tammiston toinen muuntaja siirretty pois.
10	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Tammiston toinen muuntaja siirretty pois. Lisätty Långmossebergen. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.
11	Vuosaari 1 x 400 MVA muuntaja. VuB 400 kV verkkoon. Vs-Su 400 kV 12 km. Su 1 x 400 kV muuntaja. Tammiston toinen muuntaja siirretty pois. Lisätty Långmossebergen. Lisätty 110 kV verkkoon Hanasaari-C ja Vuosaari-C. 400 kV oikosulkuvirrat FG 2018 maksimiennuste.

6.4.4 110 kV osaverkkojen mitoitus

Työssä on tähän mennessä havaittu, että viidennen 400/110 kV muuntajan asentaminen Viikinmäkeen tai Suvilahteen aiheuttaa kyseisillä asemilla oikosulkuvirtojen kasvamisen hyvin lähelle 40 kA rajaa silloinkin, kun Vuosaari-B on kytketty 400 kV verkkoon. Kuudennen muuntajan asentaminen aiheuttaa suurella todennäköisyydellä 40 kA rajan ylittymisen.

Yksi tapa selviytyä oikosulkuvirtojen kasvusta on 110 kV verkon jakaminen osiin. Jos 400 kV verkko laajennetaan kantakaupunkiin, on johdonmukainen jakotapa sellainen, jossa tiiviin kuormitustiheyden kantakaupungista tulee erillinen osaverkko. Yksi mahdollinen jakotapa on esitetty kuvassa 65. On oletettu, että yhteydet Pitäjänmäki-Kannelmäki ja Herttoniemi-Suvilahti pidetään tässä jakotavassa auki tai mahdollisesti puretaan. Tätä jakotapaa kutsutaan tästä eteenpäin pohjoisen-etelä-jaoksi.



Kuva 65. 110 kV verkon jako eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon, perusvaihtoehto.

Osaverkkojen kuormat erilaisissa ennusteissa on esitetty taulukossa 12. Siinä on huomioitu, että Viikinmäen kuormat voidaan periaatteessa syöttää joko pohjoisesta tai eteläisestä osaverkosta. Taulukosta voidaan huomata muun muassa se, että eteläisen osaverkon kuorma on kesällä melkein yhtä suuri kuin talvella, mutta pohjoisessa osaverkossa talvikuorma on paljon suurempi kuin kesäkuorma.

Taulukko 12. 110 kV osaverkkojen ennustetut kuormat etelä-pohjoinen-jaossa.

	Eteläinen osaverkko Vm kanssa (MW)	Pohjoinen osaverkko ilman Vm (MW)	Eteläinen osaverkko ilman Vm (MW)	Pohjoinen osaverkko Vm kanssa (MW)
Kesäpäivä 2020 normaali	579	524	551	552
Kesäpäivä 2020 nopea	627	544	597	574
Kesäpäivä 2030 normaali	616	569	586	598
Kesäpäivä 2030 nopea	706	607	672	641
Talvipäivä 2020 normaali	614	783	559	838
Talvipäivä 2020 nopea	665	814	605	875
Talvipäivä 2030 normaali	653	807	594	866
Talvipäivä 2030 nopea	750	866	681	935

Eteläisen osaverkon mitoituksessa kesäpäivän tilanne on selkeästi määräävin. Kuorma on melkein yhtä suuri kuin talvella, mutta tuotantoa ei välttämättä ole ollenkaan. Pitääkin varautua siihen, että koko osaverkon kuorma pitää tuoda sisään 400/110 kV muuntajien kautta. Nähdään, että muuntajakoon ollessa 400 MVA, tarvitaan kolme muuntajaa, jotta N-1 toteutuu. Kahdella 400 MVA muuntajalla N-1 ei toteudu, koska yhden muuntajan vikaantuessa toisen läpi menisi jo kesäpäivän 2020 normaalin kasvuennusteen kuormilla reilusti yli 500 MVA tehoa. Koska kolmen muuntajan sijoittaminen yhdelle asemalle ei ole tehonjaon eikä käyttövarmuuden takia hyvä ratkaisu, on työssä tarkasteltu muuntajien sijoittamista kahteen tai kolmeen paikkaan. Käytännössä tämä tarkoittaisi sitä, että Viikmäkeen tulisi kaksi muuntajaa ja Suvilahteen yksi tai toisinpäin. Myös sellainen vaihtoehto laskettiin, jossa Viikmäkeen, Suvilahteen ja Salmisaareen tulee kuhunkin yksi muuntaja.

On teoriassa mahdollista käyttää eteläisessä osaverkossa jotain muuta muuntajakokoa kuin 400 MVA. Kuitenkin kaikkien osaverkossa olevien muuntajien tulisi olla samaa kokoa, koska mitoittava tilanne muodostuu suurimman muuntajan vikaantumisesta. N-1-kriteerin toteuttavia ratkaisuja olisivat esimerkiksi 4 kpl 250 MVA muuntajia tai 5 kpl 200 MVA muuntajia eteläisessä osaverkossa.

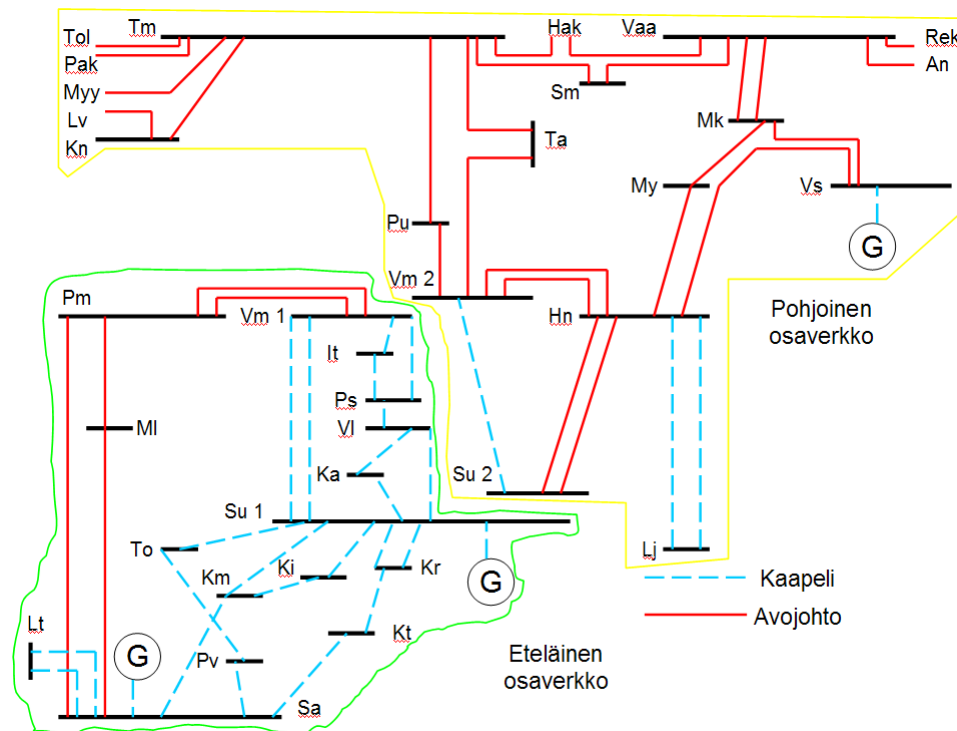
Pohjoisessa osaverkossa tulisi olemaan hieman liikaakin muuntokapasiteettia. Kuvan 65 mukaisessa verkon jaossa kaikki nykyiset muuntajat (2 kpl Tammistossa ja 1 kpl Länsisalmessa) sekä Vuosaaren muuntaja syöttäisivät pohjoista osaverkkoa. Kesän huippukuorma vuoden

2030 nopean kasvun ennusteessa on noin 640 MW, jos myös Viikinmäki on syötetty pohjoisesta osaverkosta. Tämän kuorman syöttämiseen N-1-varmasti riittää aivan hyvin kolme 400 MVA muuntajaa, vaikka tuotantoa ei olisi. Talvipäivän 2030 huippukuormaennuste on noin 930 MVA, mutta todennäköisesti talvella pohjoisessa osaverkossa on aina jonkin verran omaa tuotantoa. Yksi neljästä muuntajasta on siis todennäköisesti tarpeeton, ellei tuotannon määrä verkossa vähene merkittävästi.

Koska pohjoiseen osaverkkoon tulee liikaa muuntokapasiteettia, olisi yhtenä ratkaisuna siirtää yksi pohjoisen osaverkon 400/110 kV muuntajista eteläiseen osaverkkoon eli käytännössä Viikinmäkeen tai Suvilahteen. Tässä ratkaisussa ongelmana on kuljetukseen liittyvien mahdollisten hankaluuksien lisäksi se, että eteläisen osaverkon ainoaksi mahdolliseksi muuntajakooksi tulee 400 MVA. Koska Tammistossa on kaksi muuntajaa, voisi toisen niistä siirtää eteläiseen osaverkkoon. Siirto on mahdollista suorittaa jo siinä vaiheessa, kun Viikinmäkeen tai Suvilahteen rakennetaan 400 kV yhteys Vuosaaresta, vaikka rengasta ei olisi vielä rakennettu valmiiksi.

Verkon jakaminen aiheuttaa lisäkustannuksia, koska 400/110 kV muuntajia tarvitaan N-1-kriteerin toteuttamiseksi enemmän kuin yhtenäisen verkon tapauksessa. Yhtenäisessä verkossa viidellä muuntajalla pärjättäisiin todella pitkälle tulevaisuuteen, mutta jaetussa verkossa kumpaankin osaverkkoon tarvitaan kolme muuntajaa eli yhteensä kuusi muuntajaa. Lisäksi on huomioitava, että jaetussa verkossa pitää ainakin kesätilanteen mitoitus suorittaa olettaen, että paikallista sähköntuotantoa ei ole. Jakamattomassa verkossa voidaan periaatteessa olettaa, että ainakin yksi paikallinen voimalaitos on käynnissä kesälläkin tuottamassa kaukolämpöä. Jaetun verkon tapauksessa toinen osaverkko jää kuitenkin ilman tuotantoa, jos käynnissä on koko kaupungissa vain yksi voimalaitos.

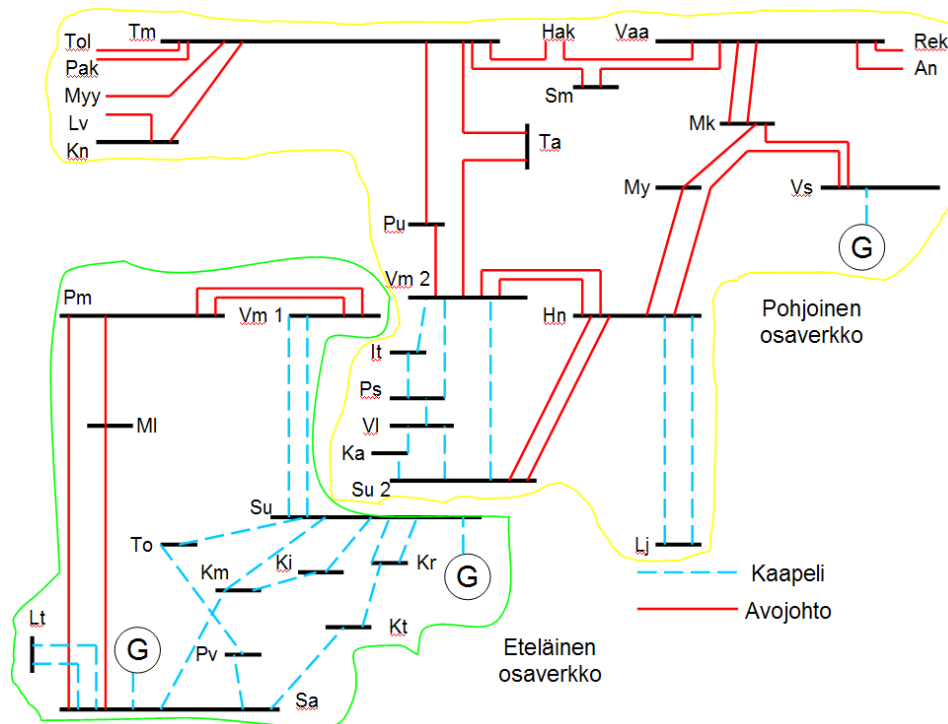
On olemassa muitakin tapoja jakaa verkko eteläiseen ja pohjoiseen verkkoon kuin kuvassa 65 esitetty. Verkko voitaisiin jakaa Viikinmäen lisäksi myös Suvilahdesta kuvan 66 mukaisesti. Tässä ratkaisussa Suvilahden kuormat voitaisiin siirtää pohjoiseen osaverkkoon. Ratkaisussa on se huono puoli, että myös pohjoiseen osaverkkoon tarvittaisiin kaapeliyhteys Viikinmäen ja Suvilahden välille, jos Suvilahtea ei haluta syöttää säteittäisesti Herttoniemestä. Tässäkin ratkaisussa tarvitaan eteläiseen osaverkkoon kolme muuntajaa, joten suurta hyötyä ei saavuteta kuvan 65 mukaiseen jakoon verrattuna.



Kuva 66. 110 kV verkon jako eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon, vaihtoehto 2.

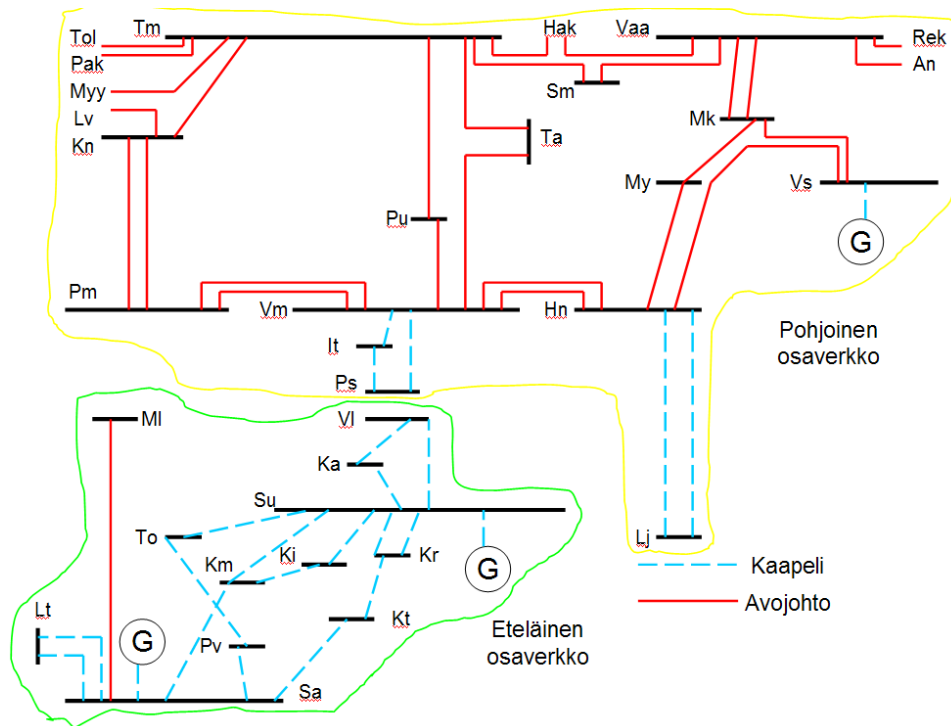
Jos halutaan edelleen pienentää eteläisen osaverkon kuormaa, voitaisiin Pasilan, Vallilan, Ilmalantorin ja Kallion asemat syöttää myös pohjoisesta osaverkosta kuvan 67 mukaisesti. Jos lisäksi Suvilahden, Viikinmäen ja Katri Valan kuormat syötettäisiin pohjoisesta osaverkosta, saattaisi eteläisessä osaverkossa riittää kaksi muuntajaa. Vuoden 2030 nopean kasvun ennusteessa eteläisen osaverkon kuormaksi tulisi 394 MW, mutta loistehon takia yksi 400 MVA muuntaja tulisi kuitenkin lievään ylikuormaan toisen vikaantuessa tai ollessa huollossa.

Tässäkin ratkaisussa ongelmana on ylimääräisten kaapelien tarve. Lisäksi pohjoiseen osaverkkoon tarvittaisiin neljä muuntajaa, jos vuoden 2030 nopean kasvun ennuste toteutuu. Tällöin kesäpäivän huippukuorma olisi noin 918 MW, jonka syöttämiseen N-1 -kriteerin mukaisesti ei kolme muuntajaa riitä. Uusia muuntajia tarvittaisiin siis lopulta sama määrä kuin kuvan 65 verkon jaossa, vaikkakin tässä jaossa on se hyvä puoli, että muuntajia ei tarvitsisi kuljettaa pohjoisesta osaverkosta eteläiseen.



Kuva 67. 110 kV verkon jako eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon, vaihtoehto 3.

Vielä yksi vaihtoehto jakaa verkko pohjoiseen ja eteläiseen verkkoon on jako 10 kV ja 20 kV alueisiin kuvan 68 mukaisesti. Tällöin suuritehoiset 110 kV kaapeliyhteydet Viikinmäen ja Suvilahden välillä tulevat tarpeettomiksi. Hyvänä puolena on se, että 110 kV kiskoja ei tarvitse jakaa millään asemalla. Lisäksi tässä ratkaisussa voidaan parhaiten hyödyntää keskijänniteverkon reserviyhteyksiä. Muissa jakotavoissa kaikkia reserviyhteyksiä ei välttämättä pysty käyttämään, koska 20 kV alue on osittain eteläisessä ja osittain pohjoisessa osaverkossa. Huonona puolena on Meilahden syöttö säteittäisenä. Tässä ratkaisussa eteläisen osaverkon kesäpäivän kuormaksi tulisi 383 MW vuoden 2030 normaalin kasvun ennusteen mukaan ja 443 MW vuoden 2030 nopean kasvun ennusteen mukaan. Ei siis ole varmaa, kuinka pitkään selvitään kahdella 400 MVA muuntajalla.

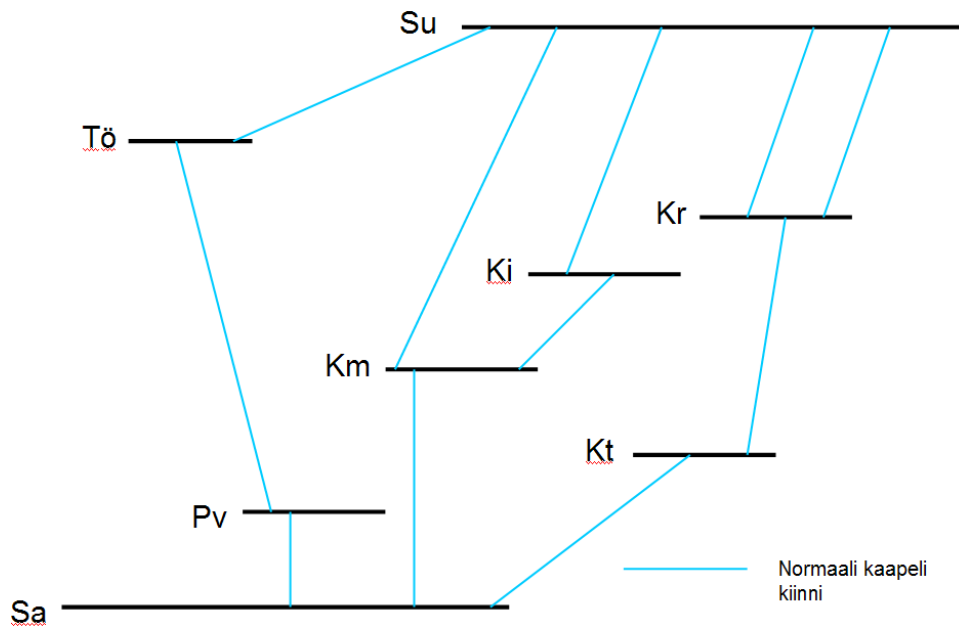


Kuva 68. 110 kV verkon jako eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon, vaihtoehto 4.

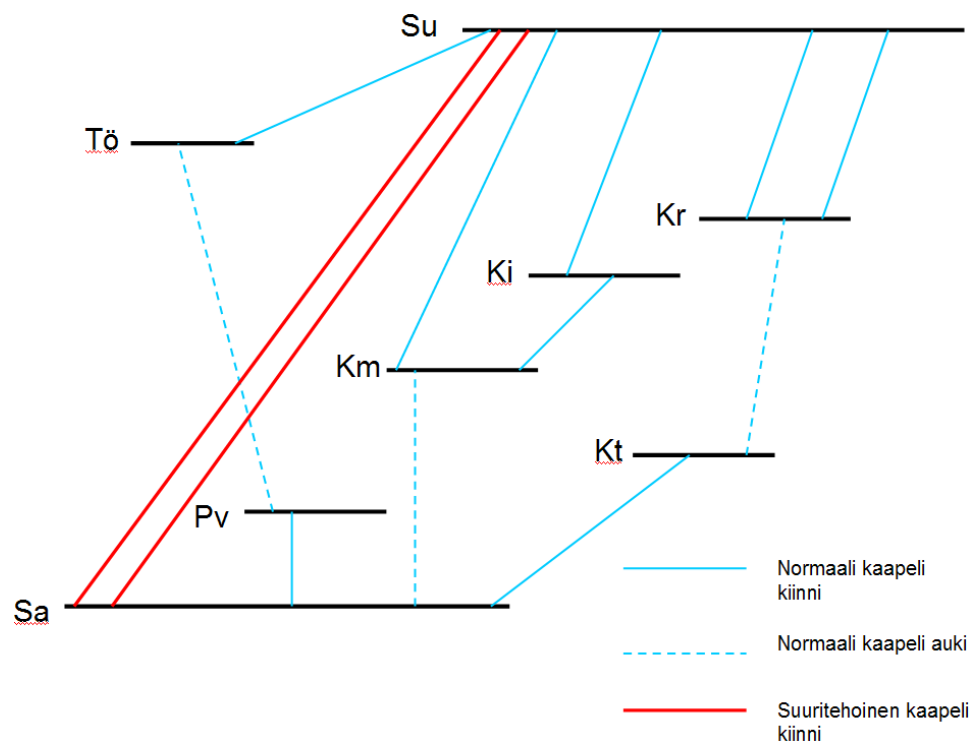
Koska kuvien 66-68 mukaisiin verkon jakotapoihin liittyy erilaisia ongelmia, on verkostolaskelmat tehty kuvan 65 mukaisella verkon jaolla. Tässä tavassa saavutetaan muun muassa paras kesäkuorman tasapaino osaverkkojen välillä.

Eteläisen osaverkon muuntajien sijoituspaikkojen vertailussa tarkasteltiin muun muassa sitä, millainen kaapeliverkko Salmisaari-Suvilahti ja Suvilahti-Viikinmäki-väleillä tarvitaan kussakin tapauksessa. Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkolle on esitetty työn aikaisemmassa osassa useita vaihtoehtoisia ratkaisuja. Tässä yhteydessä tarkasteltavat vaihtoehdot on rajattu siihen, että Viikinmäen ja Suvilahden välillä ei ole ollenkaan suuritehoisia kaapeliyhteyksiä ja siihen, että Viikinmäen ja Suvilahden välillä on yksi tai kaksi 1200 mm² kuparikaapelia, jotka kulkevat erillistä reittiä eivätkä siis poikkeaa asemien kautta.

Suvilahti-Salmisaari-välin kaapeliverkon perusratkaisu vuonna 2015 on esitetty kuvassa 69. Lisäksi on tarkasteltu runkoverkko-jakelukaapelimallia, jossa Salmisaaren ja Suvilahden välillä on yksi tai kaksi erillistä 1200 mm² kuparikaapelia. Tässä vaihtoehdossa asemat syötetään säteittäisesti tai ohuista 110 kV kaapeleista muodostuvilla renkailla siten, että ohuita kaapeleita pitkin ei ole yhteyttä Suvilahdesta Salmisaareen. Säteittäisesti syötetyillä asemilla on aina varayhteys, joka voidaan kytkeä tarvittaessa. Käytännössä suuritehoisten kaapelien sijoituspaikka voisi olla tuleva keskustatunneli. Öljykaapelien uusimisen yhteydessä myös normaalivahvuisten 110 kV ”jakelukaapelien” kytkentöjä muutettaisiin mahdollisesti hieman, mutta laskennoissa olen käyttänyt kuvan 70 kytkentää.



Kuva 69. Salmisaari-Suvisahti-kaapeliverkon perusratkaisu vuonna 2015.



Kuva 70. Laskennoissa käytetty Salmisaari-Suvisahti-kaapeliverkko, jossa on asennettu kaksi suuritehoista kaapelia.

Jos Viikinmäessä on kaksi 400 MVA muuntajaa ja Suvilahdessa yksi, tulee Suvilahden ainoan muuntajan vikaantuessa Viikinmäki-Suvisahti-kaksoiskaapeliensa huipunaikaiseksi kuormitukseksi 102 % kesäpäivän 2030 nopean kasvun kuormilla. Tässä tilanteessa yhden Viikinmäki-Suvisahti-virtapiirin vikaantuminen aiheuttaa toiseen virtapiiriin vakavan ylikuormituksen. Kyseessä ei ole kuitenkaan N-1-vika, joten tällaiseen

tilanteeseen ei välttämättä tarvitse varautua. Sellainen vaihtoehto, jossa Viikinmäki-Suvilahti-välillä ei ole ollenkaan suuritehoisia kaapeleita, ei ole mahdollinen, koska tällöin Suvilahden muuntajan vikaantuessa Pitäjänmäki-Viikinmäki-johdot ylikuormittuvat.

Jos Salmisaari-Suvilahti-välillä on vain yksi suuritehoinen yhteys, se ylikuormittuu, kun Pitäjänmäki-Viikinmäki-johdolla tulee molempien virtapiirien yhtäaikainen vika. Tässä oletettiin, että yhteydet Salmisaaresta Suvilahteen ohuita kaapeleita pitkin ovat auki. Jos suuritehoisia Suvilahti-Salmisaari-yhteyksiä ei ole ollenkaan ja yhteydet Salmisaaresta Suvilahteen ohuita kaapeleita pitkin ovat auki, joutuvat useat asemat ilman syöttöä Viikinmäki-Pitäjänmäki-kaksoisjohdon viassa. Sellaisessa ratkaisussa, jossa ei ole suuritehoisia kaapeleita Salmisaari-Suvilahti-välillä, mutta ohuet yhteydet pidetään kiinni (kuva 69), riittää siirtokapasiteetti kaikissa N-1-vioissa. Sellainen epätodennäköinen yhdistelmävika, jossa Viikinmäki-Pitäjänmäki-yhteyden molemmat virtapiirit ovat vikaantuneet ja sen lisäksi jokin kaapeli Salmisaari-Suvilahti-välillä on keskeytyksessä, voi kuitenkin aiheuttaa ongelmia. Sellainen vaihtoehto, jossa ohuet yhteydet Salmisaari-Suvilahti-välillä pidetään kiinni ja lisäksi on käytössä yksi suuritehoinen yhteys, näyttäisi tehonjaon kannalta toimivalta ratkaisulta, vaikka se ei edustakaan runkoverkko-jakelusilmukka-mallia. Tässä tilanteessa kuitenkin vikavirta jakautuu usealle reitille ja siten pieniin osiin, mikä voi aiheuttaa ongelmia maasulkusuojuksessa. Vastaavanlaisia ongelmia voi esiintyä muissakin kaapeliverkon ratkaisuvaihtoehtoissa.

Jos Viikinmäessä on yksi 400 MVA muuntaja ja Suvilahdessa kaksi, ei tule ylikuormitusongelmia, kun väleillä Viikinmäki-Suvilahti ja Suvilahti-Salmisaari on kummallakin kaksi erillistä 1200 mm² kuparikaapelia. Tässä ratkaisussa on paremminkin sellainen ongelma, että Viikinmäki-Suvilahti-kaapelien kuormitus tulee liian alhaiseksi. Kalliiden kaapelien pitäminen hyvin pienessä kuormassa on epätaloudellista. Kaksi suuritehoista Viikinmäki-Suvilahti-kaapelia tarvitaan ainoastaan sellaisessa harvinaisessa yhdistelmäviassa, jossa Viikinmäki-Pitäjänmäki-kaksoisavojohto ja Viikinmäen ainoa 400/110 kV muuntaja ovat vikaantuneita. Siinä tapauksessa yksi virtapiiri tulisi maa-asennusta ja 65 asteen maksimilämpötilaa käytettäessä 111 % kuormaan. Jos tällaista erikoistilannetta ei huomioida, riittää Viikinmäki-Suvilahti välille yksi tai nolla suuritehoista kaapelia riippuen siitä, millainen on Suvilahti-Salmisaari-kaapeliverkon rakenne.

Kun Viikinmäessä on yksi 400 MVA muuntaja ja Suvilahdessa kaksi, Suvilahti-Salmisaari-välin 110 kV verkon kelvollisia ratkaisuja ovat kuvan 69 mukainen perusratkaisu ja kuvan 70 mukainen kahden suuritehoisen kaapelin ratkaisu. Kuvan 69 perusratkaisussa kuitenkin Kamppi-Suvilahti-kaapeli voi tulla lievään, muutaman prosentin ylikuormaan Kluuvi-Suvilahti-virtapiirin viassa. Perusratkaisua käytettäessä olisi Viikinmäki-Suvilahti-välillä hyvä olla vähintään yksi suuritehoinen kaapeli, koska muuten Suvilahden ja Salmisaaren välisessä verkossa tietyt vikatapaukset voivat aiheuttaa ongelmia. Myös sellainen ratkaisu, jossa on yksi suuritehoinen kaapeli Salmisaari-Suvilahti-välillä ja ohuet kaapelit pidetään kiinni, toimii ongelmitta. Tällöin Viikinmäki-Suvilahti-välille ei tarvita suuritehoisia kaapeleita eivätkä Suvilahti-Salmisaari-välin ohuet kaapelit ylikuormitu vikatilanteissakaan.

Sellainen ratkaisu, jossa on yksi suuritehoinen kaapeli Salmisaari-Suvilahti-välillä ja ohuet kaapelit pidetään auki, aiheuttaa ainakin sellaisen ongelman, että suuritehoinen Salmisaari-Suvilahti-yhteys ylikuormittuu Pitäjänmäki-Viikinmäki-kaksoisjohdon viassa. Tämä ongelma voidaan tietysti välttää käyttämällä suuritehoisena kaapelina jotain muuta kuin laskennoissa oletettu 1200 mm² kuparikaapeli. Sellainen ratkaisu, jossa ei ole suuritehoisia kaapeleita Salmisaari-Suvilahti-välillä ja yhteydet ohuita kaapeleita pitkin pidetään auki, ei ole kelvollinen, koska tällöin Pitäjänmäki-Viikinmäki-kaksoisjohdon vikaantuminen aiheuttaa syötön katkeamisen laajalla alueella.

Siinä ratkaisussa, jossa Viikinmäkeen, Suvilahteen ja Salmisaareen sijoitetaan kuhunkin yksi 400 MVA 400/110 kV muuntaja, ei ole normaalitilanteessa paljon merkitystä, minkälainen kaapeliverkko rakennetaan väleille Viikinmäki-Suvilahti ja Salmisaari-Suvilahti. Asemien välinen tehonsiirto 110 kV verkossa on pientä, koska asemat saavat syöttönsä 400 kV verkon kautta. Suvilahdesta pitää kuitenkin olla jonkinlainen yhteys joko Viikinmäkeen tai Salmisaareen siltä varalta, että Suvilahden 400/110 kV muuntaja vikaantuu. Tähän tarkoitukseen ei riitä pelkästään yhteys Salmisaareen ohuita kaapeleita pitkin tai yksi suuritehoinen yhteys Viikinmäestä Suvilahteen tai yksi suuritehoinen yhteys Suvilahdesta Salmisaareen. Mikä tahansa näiden yhdistelmä takaa kuitenkin riittävän siirtokyvyn.

Sellainenkin muuntajien sijoittelu olisi mahdollinen, että Suvilahteen asennetaan kaksi 400/110 kV muuntajaa ja Salmisaareen yksi. Viikinmäessä ei olisi tällöin 400/110 kV muuntajia. Periaatteessa olisi myös sellaisia vaihtoehtoja, joissa Salmisaareessa olisi kaksi muuntajaa ja sen lisäksi Suvilahdessa tai Viikinmäessä yksi, mutta tällöin voi tulla vastaan tilaongelmia. Sellainen vaihtoehto, jossa Viikinmäessä on kaksi muuntajaa ja Salmisaareessa yksi, on myös periaatteessa mahdollinen. Tämä ei ole kuitenkaan kovin realistinen vaihtoehto. Jos 400 kV rengas päätetään yleensä rakentaa, Suvilahti on hyvin todennäköinen 400 kV aseman sijoituskohde Hanasaaren mahdollisen lisätuotannon takia. Siksi on odotettavissa, että vähintään yksi 400/110 kV muunnoista sijaitsee Suvilahdessa.

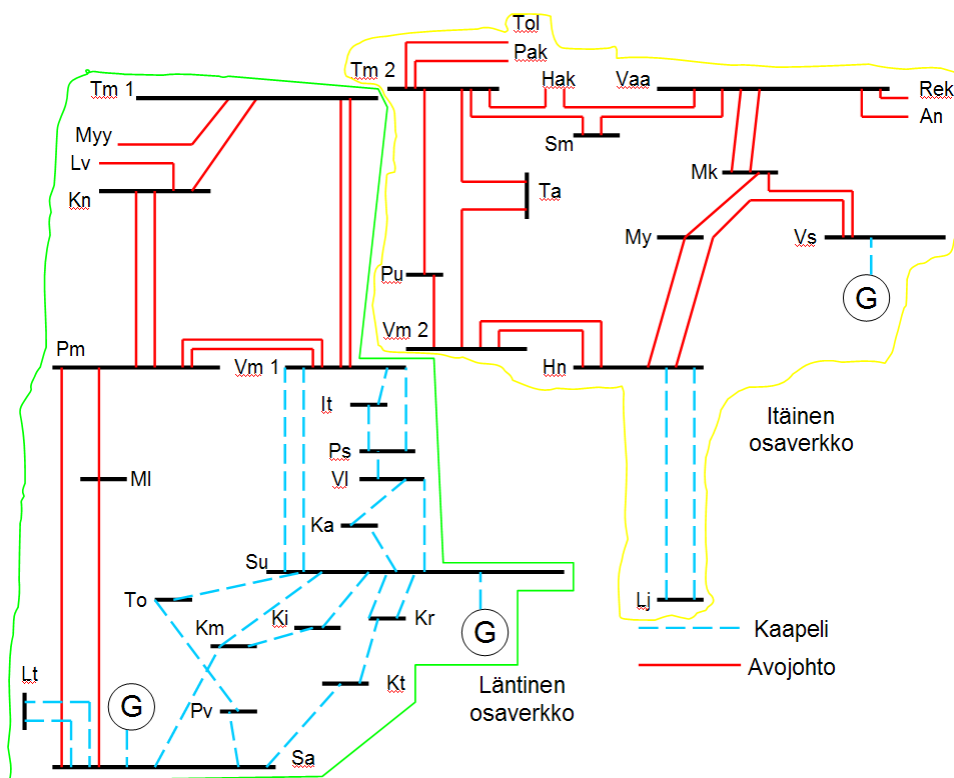
Siinä vaihtoehdossa, jossa Suvilahdessa on kaksi muuntajaa ja Salmisaareessa yksi, tarvitaan Viikinmäki-Suvilahti-välille kaksi suuritehoista 110 kV yhteyttä. Sen sijaan Salmisaari-Suvilahti-välin kaapeliverkolle ei ole erityisiä vaatimuksia.

Kaiken kaikkiaan vaikuttaa siltä, että 400 kV verkon laajentamisesta Salmisaareen ei ole niin suurta hyötyä, että se kumoaisi siitä aiheutuvat lisäkustannukset. Koska Salmisaareen on nykyisistä 400 kV syöttöpisteistä ja tulevasta Vuosaaren 400 kV asemasta pidempi matka kuin Viikinmäkeen ja Suvilahteen, tulisivat kaapelipituudet suuremmiksi, jos 400 kV verkko laajennetaan Salmisaareen. Sen lisäksi, että pidemmät kaapelit maksavat enemmän, ne aiheuttavat kapasitanssinsa vuoksi suuremman kompensointitarpeen 400 kV verkossa. Lisäksi Salmisaareessa ei ole samanlaisia tilavarauksia 400 kV verkolle kuin Viikinmäessä ja Suvilahdessa.

Käytännössä jäljelle jäävät siis ne vaihtoehdot, joissa Suvilahteen asennetaan kaksi muuntajaa ja Viikinmäkeen yksi tai toisinpäin. Näistä se

vaihtoehto, jossa Suvilahdessa on kaksi muuntaja, on hieman parempi 110 kV verkon tehonjaon kannalta. Kaapeliverkoille Viikinmäki-Suvilahti ja Suvilahti-Salmisaari-väleillä on tällöin hieman kevyemmät vaatimukset.

110 kV verkko olisi mahdollista jakaa eteläisen ja pohjoisen osaverkon sijaan itäiseen ja läntiseen osaverkkoon. Tätä tapaa olisi mahdollista käyttää silloinkin, jos 400 kV verkkoa ei rakenneta kantakaupunkiin. Tässä ratkaisussa 400/110 kV muunnokset olisivat siis edelleen Kehä III:n tasolla ja teho siirrettäisiin kantakaupunkiin 110 kV johtoja pitkin. Tällöin pitäisi käytännössä rakentaa uusi Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohto nykyisen rinnalle, koska muuten läntisessä osaverkossa ei ole riittävästi siirtokapasiteettia. Nykyinen Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohto tulisi sijoittaa itäiseen osaverkkoon, koska tällöin saavutetaan parempi tehotasapaino osaverkkojen välillä ja vältetään Herttoniemen säteittäissyötöltä. Itä-länsijako esittää kuva 71.



Kuva 71. 110 kV verkon jako itäiseen ja läntiseen osaverkkoon.

Käytännössä olisi järkevää sisällyttää itä-länsijaossa Myyrmäen sähköasema ja kuorma läntiseen osaverkkoon, vaikka muut Vantaan kuormat ovat itäisessä osaverkossa. Näin vältetään siltä, että Tammisto-Kannelmäki-kaksoisavojohdon virtapiirit kuuluisivat eri osaverkkoihin. Itä-länsijaossa Leppävaara-Martinlaakso-johto pidetään auki, jotta osaverkot pysyvät erillään.

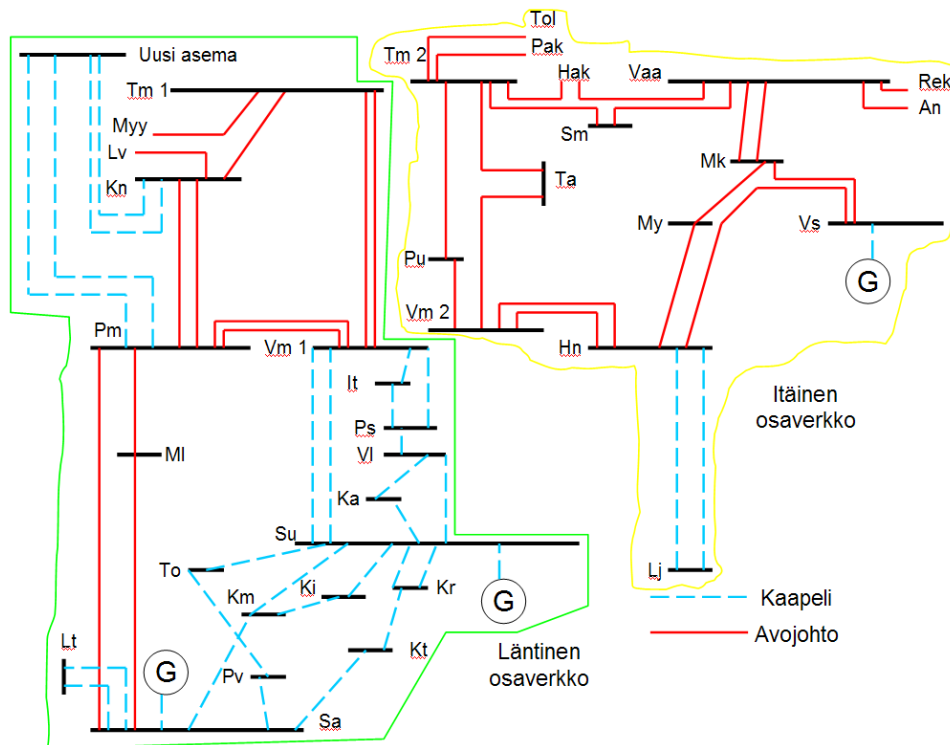
Kuten kuvia 65 ja 71 vertailemalla voidaan havaita, itä-länsijako ja pohjoinen-eteläjako muistuttavat läheisesti toisiaan. Läntinen osaverkko vastaa muuten eteläistä osaverkkoa, mutta lisäkuormana ovat Kannelmäki ja Myyrmäki. Itä-länsijaon kuormat osaverkoittain on esitetty taulukossa 13.

Taulukko 13. 110 kV osaverkkojen kuormat itä-länsijaossa.

	Läntinen osaverkko Vm kanssa (MW)	Itäinen osaverkko ilman Vm (MW)	Läntinen osaverkko ilman Vm (MW)	Itäinen osaverkko Vm kanssa (MW)
Kesäpäivä 2020 normaali	636	467	609	495
Kesäpäivä 2020 nopea	687	484	657	514
Kesäpäivä 2030 normaali	676	508	647	538
Kesäpäivä 2030 nopea	772	541	738	575
Talvipäivä 2020 normaali	689	708	633	764
Talvipäivä 2020 nopea	744	736	683	796
Talvipäivä 2030 normaali	732	727	673	787
Talvipäivä 2030 nopea	836	780	768	848

Taulukon 13 kuormia tarkastelemalla voidaan havaita, että läntiseen osaverkkoon tarvitaan vähintään kolme 400 MVA tehoista 400/110 kV muuntajaa. Vuoden 2030 nopean kasvun kesäkuormilla kolme muuntajaakaan ei aivan riitä toteuttamaan N-1-kriteeriä, kun loisteho huomioidaan. Vaikka Tammiston tämänhetkiset kaksi muuntajaa syöttäisivät läntistä osaverkkoa, täytyy jonnekin asentaa lisää muuntokapasiteettia. Käyttövarmuuden kannalta kolmas ja mahdollinen neljäs muuntaja tulisi sijoittaa jonnekin muualle kuin Tammistoon.

Jos kantakaupunkiin ei haluta rakentaa 400 kV verkkoa, olisi vaihtoehtona uuden 400 kV sähköaseman rakentaminen jonnekin Tammisto-Espoo-yhteyden välille. Tästä uudesta asemasta olisi 110 kV yhteydet Kannelmäkeen ja/tai Pitäjänmäelle. Nämä ovat käytännössä ainoat järkevät 110 kV yhteysvaihtoehdot, koska Salmisaareen on pitkä matka ja 110 kV yhteyden rakentaminen Tammistoon ei oikeastaan helpota haastavinta siirtotehtävää, jossa tehoa siirretään pohjoisesta etelään. Kuvassa 72 esitetään ratkaisu, jossa uudesta asemasta lähtisi kaksi 110 kV kaksoiskaapelia, joista toinen menee Kannelmäkeen ja toinen Pitäjänmäkeen.



Kuva 72. 110 kV verkon jako itäiseen ja läntiseen osaverkkoon, kun Tammiston ja Espoon välille on sijoitettu uusi sähköasema.

Kuvan 72 itäinen osaverkko on kuormaltaan hieman pienempi kuin kuvan 65 pohjoinen osaverkko. Siitä huolimatta päämuuntajia tarvitaan kolme, koska kahdella muuntajalla N-1 ei toteudu. Jos Tammiston molemmat muuntajat syöttävät läntistä osaverkkoa, täytyy joko Länsisalmeen tai Vuosaareen asentaa toinen muuntaja.

Sellainenkin vaihtoehto on mahdollinen, että Tammiston muuntajista toinen syöttää itäistä ja toinen läntistä osaverkkoa. Tällöin itäiseen osaverkkoon ei tarvitsisi rakentaa uusia muuntajia, mutta läntiseen verkkoon uudelle asemalle pitää asentaa kaksi muuntajaa. Jos läntiseen osaverkkoon tarvitaan jossain vaiheessa neljäs muunto, pitäisi joko Tammistoon tai uuteen asemaan asentaa kolmas päämuuntaja. Jos muuntajan sijoituskohteena olisi uusi asema, olisi sieltä rakennettava erittäin suuritehoiset 110 kV siirtoyhteydet, jotta kolmen muuntajan teho saataisiin siirrettyä etelään. Lisäksi kolmen 400/110 kV muuntajan asema on raskas ratkaisu, joka voi aiheuttaa tilaongelmia.

Myös itä-länsijakoon on olemassa useita vaihtoehtoisia toteutustapoja. Olisi mahdollista toteuttaa samantapaisia muunnelmia kuin kuvissa 66 ja 67 on esitetty etelä-pohjoinen-jaolle. Suvilahden kuormat tai koko Viikinmäki-Suvilahti-välin kaapeliverkko ja asemat voitaisiin siirtää itäiseen osaverkkoon. Tämä kuitenkin vaatii todennäköisesti uusien 110 kV kaapelien asentamista. Laskennoissa on käytetty kuvan 72 mukaista jakoa.

Itä-länsijaon laskuissa uusien 400 kV ja 110 kV johtojen pituudet ovat puhtaasti arvauksia, koska mahdollisen uuden aseman sijainti on täysin avoin kysymys. Tämän vuoksi itä-länsijaosta tehdyt laskelmat ovat

luonteeltaan suuntaa antavia. Uudelta asemalta Kannelmäelle ja Pitäjänmäelle vedettävälle kaapeleilla käytettiin laskuissa pituutta 12 km. Kuormille käytettiin laskelmissa vuoden 2030 kesäpäivän ja talvipäivän nopean kasvun ennusteen mukaisia arvoja. Kesätilanteessa oletettiin, että tuotantoa ei ole. Talvitilanteessa oletettiin, että kaikki tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta on käynnissä.

Oletetaan, että verkko on jaettu kuvan 72 mukaisesti ja Viikinmäki syötetään itäisestä osaverkosta. Tammiston muuntajista toinen syöttää itäistä osaverkkoa ja toinen läntistä osaverkkoa. Uudella asemalla on kaksi 400 MVA 400/110 kV muuntajaa. Uudelta asemalta lähtee kaksi 1200 mm² kuparikaapelia Kannelmäelle ja kaksi vastaavaa kaapelia Pitäjänmäelle.

Kesäpäivän siirtotilanne on haastava ainakin Viikinmäki-Suvilahti-kaksoiskaapelille. Itä-länsijaossa jatkuva tilanne vastaa sen kannalta samaa kuin jakamattomassa verkossa Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisjohdon vikaantuminen. Kaapelit eivät normaalitilanteessa tule ylikuormaan, koska ne on mitoitettu kestäämään Viikinmäki-Suvilahti-kaksoisjohdon vika myös vuoden 2030 nopean kasvun kuormilla. Kuitenkin toisen Viikinmäki-Suvilahti-johdon vikaantuessa toinen tulee 113 % kuormaan. Pitäjänmäki-Salmisaari-avojohdon kahden virtapiirin vika tekee Viikinmäki-Suvilahti-kaapelien huipunaikaiseksi kuormitukseksi 115 %. Tämän riskiä on mahdollista pienentää kaapeloimalla kyseinen kaksoisavojohdo.

Viikinmäki-Suvilahti-kaksoiskaapelilla esiintyviä mahdollisia ongelmia lukuun ottamatta läntinen osaverkko kestää kaikki N-1-viat ja kaksoisavojohdojen molempien virtapiirien vikat. Ainoastaan monimutkaisemmat vikayhdistelmät voivat aiheuttaa vaikeuksia. Itäisessä osaverkossa on sama tilanne, eli kaikki N-1-viat ja kaksoisavojohdojen vikat ovat hallinnassa. Lisäksi yllä esitetyillä oletuksilla näyttäisi siltä, että uudeksi Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohdoksi riittää 2Duck.

Laskin myös sellaisen vaihtoehdon, jossa molemmat Tammiston muuntajat syöttävät läntistä osaverkkoa. Tässä vaihtoehdossa uudelle asemalle on asennettu vain yksi 400 MVA 400/110 kV muuntaja. Kaksi 1200 mm² kuparikaapelia menee uudelta asemalta joko Kannelmäkeen tai Pitäjänmäelle, mutta ei molempiin.

Yllä esitetyillä oletuksilla tulee jälleen mahdollisesti ongelmia Viikinmäki-Suvilahti-kaksoiskaapelin kanssa. Yhden virtapiirin vikaantuessa toinen tulee 135 % kuormaan. Tilanne on siis tältä osin pahempi kuin siinä vaihtoehdossa, jossa uudella asemalla on kaksi muuntajaa. Pitäjänmäki-Salmisaari-kaksoisjohdon vika aiheuttaa Viikinmäki-Suvilahti-kaapeleilla 115 % kuormituksen, eli saman kuin aiemmin lasketussa vaihtoehdossa. Lisäksi uuden Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohdon huipunaikaiseksi kuormitukseksi tulee samoilla pylväillä kulkevien virtapiirien Tammisto-Myyrmäki ja Tammisto-Kannelmäki yhteisviassa noin 100 %, jos johdintyyppinä on 2Duck.

Edelleen siinä tapauksessa, jossa Tammiston molemmat muuntajat syöttävät läntistä verkkoa ja uudella asemalla on yksi muuntaja, aiheuttaa läntisen osaverkon Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohdon vikaantuminen Tammisto-Kannelmäki-virtapiirin kuormittumisen noin 120

%.iin. Lisäksi samassa viassa Kannelmäki-Pitäjänmäki-kaksoisavojohto kuormittuu noin 150 %:iin, jos kaapelit uudelta asemalta menevät Kannelmäkeen. Mikäli kaapelit menevät uudelta asemalta Pitäjänmäkeen, tätä jälkimmäistä ongelmaa ei tule.

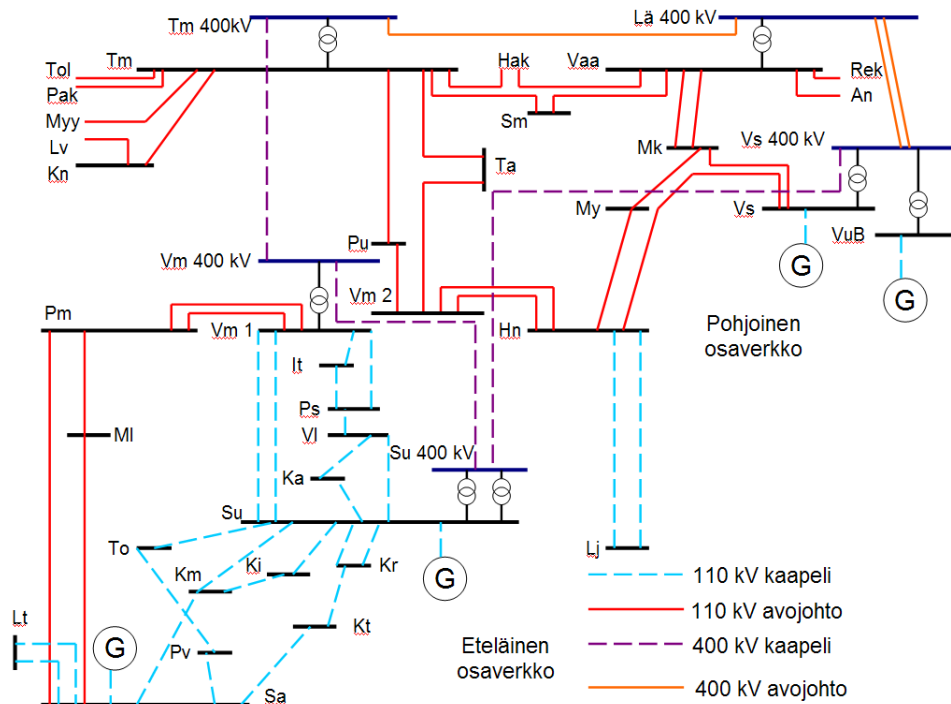
Jos Tammiston molemmat muuntajat syöttävät läntistä osaverkkoa, pitää itäiseen osaverkkoon sijoittaa uusi 400/110 kV muuntaja joko Länsisalmeen tai Vuosaareen. Näistä Länsisalmi vaikuttaa laskentojen perusteella paremmalta sijoituskohteelta. Tässä tapauksessa mikään N-1-vika tai kaksoisavojohdon vika ei aiheuta ylikuormituksia. Talvitilanteessa kuitenkin Suurmetsä-Vaarala tulee Herttoniemi-Vuosaari- ja Mellunkylä-Myllypuro-virtapiirien yhteisviassa 97 % kuormaan. Monimutkaisemmat vikayhdistelmät aiheuttavat ylikuormituksia, mutta niissä sallitaankin tavallista vakavampia seurauksia.

Vuosaari on uudelle muuntajalle huonompi sijoituskohte kuin Länsisalmi kahdesta syystä. Ensinnäkin Länsisalmen ainoan muuntajan vikaantuminen voi aiheuttaa Vuosaari-Mellunkylä-johdon lievän ylikuormituksen. Toinen ja tärkeämpi syy, miksi Vuosaari on huonompi sijoituskohte uudelle muuntajalle, on se, että virtapiirien Herttoniemi-Vuosaari ja Vuosaari-Mellunkylä yhteisvika katkaisee kaikki Vuosaaresta lähtevät 110 kV yhteydet, jolloin molemmat Vuosaaren muuntajat ovat käytännössä poissa käytöstä. Tällöin Länsisalmen muuntajalle tulee kesätilanteessa yli 50 % ylikuorma. Samanlaisen tilanteen aiheuttaisi se, jos Vuosaaresta lähtevä 400 kV kaksoisjohto vikaantuu, koska tällöin Vuosaaren muuntajia ei saada syötettyä muualta kuin Vuosaaren B-voimalaitoksesta, joka ei välttämättä ole aina käynnissä. 400 kV kaksoisjohtojen molempien virtapiirien viat ovat kuitenkin melko harvinaisia ja yleensä lyhytkestoisia.

6.4.5 400 kV renkaan mitoitus

Tarkasteltuja 400 kV rengasvaihtoehtoja ovat Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Tammisto, Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto ja Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Salmisaari-Tammisto. Tarkasteluissa käytettiin ensimmäisessä vaiheessa kaapelityyppinä 1600 mm² kuparikaapelia. Sille käytettiin sähkötekniisiä arvoja $r=0,033$ ohm/km, $x=0,119$ ohm/km ja $c=190$ nF/km. Kuormitettavuus maa-asennuksessa 65 asteen maksimilämpötilalla on 1,115 kA. Tällaisella kaapelilla saadaan siis tehoa siirrettyä noin 770 MVA.

Laskelmissa käytettiin kuvan 65 mukaista 110 kV verkon jakoa eli etelä-pohjoinen-jakoa. Vuosaari-B oletetaan kytketyksi 400 kV verkkoon. Muu nykyinen tuotanto pysyy 110 kV verkossa. Viikinmäen kuormat oletettiin eteläiseen osaverkkoon. Kuvassa 73 esitetään HSV:n 110 kV verkko ja suunniteltu 400 kV rengas Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto.



Kuva 73. HSV:n 110 kV verkko ja suunniteltu 400 kV kaapelirengas Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto.

Jos oletetaan, että kantaverkkopisteiden välinen tehonsiirto ei ole kovin suurta, on pahin kuormitus tilanne kesällä, kun eteläisessä osaverkossa ei ole tuotantoa ja 400 kV kaapeliyhteys vikaantuu renkaan toisesta päästä. Tällöin ehjän pään kaapelista kulkee läpi koko eteläisen osaverkon kuorma. Vuoden 2030 nopean kasvun tilanteessa kesällä kaapelin kuormitukseksi tulee tällöin noin 750 MVA. Prosentuaalinen kuormitus on noin 100 %. Tarkka kuormitusprosentti riippuu muun muassa siitä, kuinka suuri on 400 kV verkon jännite.

Vielä hieman pahempi tilanne esiintyy, jos molemmat 400 kV Vuosaari-Länsisalmi-kaksoisajohtojen virtapiirit vikaantuvat samanaikaisesti ja lisäksi kaikki Helsingin tuotanto Vuosaari-B mukaan lukien on poissa käytöstä. Tällöin Viikinmäki-Tammisto-kaapeli (tai Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Tammisto-renkaan tapauksessa Suvilahti-Tammisto-kaapeli) joutuu suureen kuormaan, koska se joutuu koko eteläisen osaverkon kuorman lisäksi syöttämään myös Vuosaaren muuntajan tehon. Johdon kuormitus on tällöin kesäpäivällä noin 880 MVA / 112 %. Kuormitus saadaan pysymään sallituissa rajoissa, jos yksikin Vuosaari-B:n generaattori on päällä tai jos eteläisessä osaverkossa on vähintään 80 MW tuotantoa. Vuosaari-A:n kytkeminen päälle ei vielä yksinään täysin poista ylikuormitusta, mutta huipunaikainen kuormitus laskee kuitenkin 104 %:iin, jos kaikki Vuosaari-A:n generaattorit ovat päällä.

Talvipäivän tilanteessa N-1-viat tai kaksoisjohtojen viat eivät aiheuta ongelmia. Sen sijaan sellainen tapaus, jossa kaupungin kuormat ovat pienet, voi aiheuttaa ongelmia, mikäli käynnissä on nykyisen tuotannon lisäksi huomattava määrä lisätuotantoa. Pienen kuorman ja suuren tuotannon tilanne voisi esiintyä kevätynä.

Oletetaan kuormiksi vuoden 2030 kevätyön hitaan kasvun ennusteet. Tuotannoksi oletetaan kaikki nykyinen tuotanto Kellosaarta lukuun ottamatta, minkä lisäksi Vuosaaressa on 400 kV verkkoon kytketty uusi laitos Vuosaari-C, joka vastaa teholtaan Vuosaari-B:tä. Långmossebergeniin oletettiin myös 60 MW tuotantoa kytketyksi 110 kV verkkoon, vaikkakin sen merkitys näissä tarkasteluissa on melko vähäinen. Jos tässä tilanteessa 400 kV Länsisalmi-Vuosaari-kaksoisavojohdon molemmat virtapiirit vikaantuvat, ylikuormittuvat kaikki 400 kV kaapelit. Suurimpaan kuormaan tulee virtapiiri Viikinmäki-Tammisto, jonka kuorma on noin 980 MVA / 123 %. Jos Vuosaari-C:n lisäksi Hanasaareen on rakennettu uusi voimalaitos, joka vastaa teholtaan Hanasaari-B:tä, tulee Viikinmäki-Tammisto-virtapiirin kuormaksi Länsisalmi-Vuosaari-kaksoisjohdon viassa 1200 MVA / 151 %. Uusi voimalaitos oletettiin kytketyksi 400 kV verkkoon.

Siinä tapauksessa, jossa on uutena tuotantona sekä Vuosaari-C että Hanasaari-C, aiheuttaa lisäksi 400 kV Tammisto-Länsisalmi-avojohdon vika Viikinmäki-Tammisto-kaapelin kuormittumisen hieman yli 100 %:iin. Tämä vika on todennäköisempi kuin aiemmin tarkasteltu Tammisto-Länsisalmi-kaksoisjohdon vika, koska Länsisalmi-Tammisto-välillä on vain yksi virtapiiri. Pelkkä Hanasaaren uuden yksikön lisääminen verkkoon ei aiheuta ongelmia N-1-vioissa eikä kaksoisjohtojen vioissa, jos Vuosaaressa ei ole nykyiseen nähden lisätuotantoa.

Jos 400 kV kaapelirengas rakennetaan Helsinkiin, siitä tulee siinä mielessä osa kantaverkkoa, että kaapelirengas tulee kantaverkkoon kuuluvan 400 kV Tammisto-Länsisalmi-avojohdon rinnalle. Tähänastisissa tarkasteluissa on oletettu laskentamallin kantaverkkopisteiden (infeeder-solmut) välille vain pieni jännitteen kulmaero. Tämä tarkoittaa sitä, että laskentamallissa kuvatuissa 400 kV johdoissa kulkee vain vähän sellaista tehoa, jota ei kuluteta tai tuoteta Helsingissä tai Vantaalla. Todellisuus voi kuitenkin olla toinen. Kasvattamalla kantaverkkopisteiden kulmaeroa saadaan niiden välillä virtaamaan myös sellaista tehoa, jota ei kuluteta tai tuoteta Helsingissä tai Vantaalla.

Käytännössä on vaikea arvioida, kuinka paljon tehoa voisi enimmillään kulkea esimerkiksi johdolla Tammisto-Länsisalmi tai Länsisalmi-Kymi. Tähän vaikuttavat muun muassa tulevaisuudessa kantaverkkoon tehtävät investoinnit sekä uudet voimalaitokset muuallakin kuin Helsingin ja Vantaan alueella. Teoreettinen maksimi siirtyvälle teholla saadaan käyttämällä 3-Finch-johdon termistä rajatehoa, joka on noin 1950 MVA. Käytännössä aivan näin suuriin tehoihin tuskin ylletään. Fingridin kanssa käydyn keskustelun mukaan puolet termisestä maksimista eli noin 1000 MVA voisi olla sellainen teho, johon olisi hyvä varautua.

Tilannetta tarkasteltiin sillä tavalla, että muuteltiin kantaverkkopisteiden välistä kulmaeroa ja kokeiltiin, millaisilla kulmilla ja kantaverkon tehoilla jokin 1600 mm² kaapeli tulisi ylikuormaan. Tarkasteluissa oli käytössä rengas Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto lyhyillä kaapelipituuksien arvioilla. Pidemmillä pituuksilla kaapeleiden virrat tulevat pienemmiksi, koska 400 kV renkaan impedanssi kasvaa. Tarkasteluja tehtiin myös renkaalla Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Tammisto. Tulokset ovat samankaltaisia kummallakin rengasvaihtoehdolla. Kuormitustilanteina

tarkasteltiin talvipäivä 2030 ja kesäpäivä 2030 nopean kasvun ennusteilla.

Osoittautui, että jos mitään ei ole vikaantunut, vaaditaan kantaverkkopisteiden Espoo ja Kymi välille yli 14 asteen kulmaero ennen kuin jokin 400 kV kaapeli kuormittuu termiseen rajaan asti. Raja tulee vastaan ensimmäiseksi virtapiirillä Vuosaari-Suvilahti. Tällöin avojohdon Länsisalmi-Kymi tai Länsisalmi-Anttila (riippuu käytetystä kantaverkon kytkennästä) kuormaksi tulee noin 1600 MVA.

Yllä olevassa laskelmassa oletuksena oli, että kantaverkon teho virtaa idästä länteen. Jos teho virtaa lännestä itään, tulee 400 kV kaapeleilla terminen raja ensimmäiseksi vastaan virtapiirillä Viikinmäki-Tammisto. Tällöin kantaverkkopisteiden Espoo ja Kymi välinen kulmaero on noin -7 astetta. 400 kV avojohdoista kuormittuu eniten Tammisto-Espoo, jonka kuormitus on tällöin noin 1200 MVA.

1200 MVA ja 1600 MVA ovat kantaverkossa poikkeuksellisen suuria tehoja. Kantaverkkopisteiden väliset kulmaerot, jotka vaadittaisiin, että 400 kV kaapeli ylikuormittuu, ovat myös poikkeuksellisen suuria. Kulmaeroista on kuitenkin huomattava, että ne riippuvat suuresti siitä, millaista sijaistykentää 400 kV kantaverkolle käytetään. Johdoilla kulkevat tehot ovat kiinnostavampia, koska ne eivät riipu yhtä suuresti käytetystä sijaistykennästä. Kaiken kaikkiaan näistä tarkasteluista voidaan todeta se, että jos vikoja ei ole, on hyvin epätodennäköistä, että minkään 400 kV kaapelin terminen siirtokapasiteetti ylittyisi kantaverkossa siirrettyjen tehojen vuoksi.

Tarkastelin myös, miten tilanne muuttuu erilaisissa vikatilanteissa. Tarkasteltuja vikoja olivat 400/110 kV muuntajien viat sekä 110 kV virtapiirien Vuosaari-Mellunkylä ja Herttoniemi-Vuosaari yhtäaikainen vika. Kaikissa on kuitenkin yhteistä se, että jokin 400 kV avojohto tulee yli 1000 MVA kuormaan ennen kuin millään 400 kV kaapelilla tulee terminen raja vastaan.

Voidaan siis todeta, että yksi virtapiiri 1600 mm² kuparikaapelia riittää renkaan mitoituksiksi silloin, jos ei tarkastella 400 kV avojohtojen vikoja. Tällöin siirtokapasiteetti riittää, vaikka kaapelirengas vikaantuisi toisesta päästä (Viikinmäki-Tammisto tai Vuosaari-Suvilahti vikaantunut). Siirtokapasiteetti riittää myös silloin, kun kantaverkon avojohdoilla siirtyvät tehot ovat 1000 MVA luokkaa, jos 400 kV johdoilla ei ole vikoja. Tilanne on kuitenkin toinen silloin, jos tarkastellaan 400 kV avojohtojen vikoja.

Helsingin 400 kV kaapeliverkon kuormitus voisi nousta erityisen suureksi, jos Tammisto-Länsisalmi-avojohto vikaantuu sellaisessa tilanteessa, jossa johtoa pitkin kulkee paljon sellaista tehoa, jota ei tuoteta tai kuluteta Helsingissä. Koska kantaverkko on rakennettu N-1-varmaksi, on teholle olemassa vaihtoehtoinen kulkureitti. Fingridiltä saadun, vuotta 2018 kuvaavan mallin mukaan tämän reitin pituus on kuitenkin pitkä verrattuna kaapelirengaan pituuteen. Lisäksi kaapelin reaktanssi on pienempi kuin avojohdolla: esimerkiksi 1600 mm² kuparikaapelilla kolmioasennuksessa reaktanssi on noin 0,12 ohm/km, kun taas 400 kV avojohdoilla arvo on tyypillisesti 0,27-0,3 ohm/km. Tämän vuoksi suurin osa Tammisto-Länsisalmi-johdon tehosta siirtyy vikatilanteessa kaapeliverkkoon.

Tammiston ja Länsisalmen välisen vaihtoehtoisen reitin pituus on vuonna 2018 arviolta noin 200-220 km. Helsingin kaapelirenkaan pituus on arvioiden mukaan 27-40 km, jos se ei kulje Salmisaaren kautta. Kaapelirenkaan kokonaisreaktanssiksi tulee noin 3,2-4,8 ohm, kun kaapelina on 1600 mm² kupari kolmioasennuksessa. Kantaverkon vaihtoehtoisen reitin reaktanssi on Fingridin lähettämän mallin mukaan noin 60 ohm. Tästä voidaan päätellä, että vaihtoehtoisen reitin reaktanssi on kertaluokkaa suurempi kuin kaapelirenkaan reaktanssi, eli tehon jakautuessa näiden välille ottaa kaapeliverkko suurimman osan tehosta.

Jos Tammisto-Länsisalmi-johto on poissa käytöstä, voi 400 kV kaapeliverkko ylikuormittua jo suhteellisen pienilläkin 400 kV verkon siirroilla. Kun kantaverkossa teho siirtyy idästä länteen, tulee Vuosaari-Suvilahti-virtapiiri talvitilanteessa ylikuormaan, kun Länsisalmi-Anttila tai Länsisalmi-Kymi-virtapiirin teho on noin 700 MVA. Kantaverkkopisteiden Kymi ja Espoo kulmaero on tässä tapauksessa noin 6 astetta.

Ylikuormitus voi olla hyvinkin suuri, jos kantaverkossa kulkeva teho kasvatetaan riittävän suureksi. Kun Länsisalmi-Anttila-johdon (tai Länsisalmi-Kymi) teho kasvatetaan arvoon 1250 MVA, Vuosaari-Suvilahti-kaapeli tulee 169 % kuormaan (1327 MVA). Tämä kuormitusprosentti vastaa maa-asennusta 65 asteen kuormitettavuudella. Näin suuri teho ylittää kuitenkin termisen kapasiteetin lievästi jopa silloin, kun kaapeli on asennettu ilmaan ja sen sallitaan kuormittua 90 asteeseen. Tässä tapauksessa siirtokapasiteetti on noin 1300 MVA.

Toinen hankala tilanne on kesällä, jos tehoa siirtyy kantaverkossa lännestä itään. Tällöin virtapiiri Viikinkmäki-Tammisto tulee ylikuormaan jo alle 3 asteen kantaverkkopisteiden kulmaerolla. Kantaverkon avojohdoista on tässä tilanteessa suurimmassa kuormassa Tammisto-Espoo, jolla kulkee tehoa noin 770 MVA.

Kuten jo aikaisemmin todettiin, voi kevätyön pienen kuorman tilanteessa tulla ylikuormituksia, jos 400 kV verkkoon on kytketty huomattava määrä uutta tuotantoa ja 400 kV avojohto Tammisto-Länsisalmi on poissa käytöstä. Tässä tapauksessa ylikuormituksia voi esiintyä, vaikka kantaverkon solmuilla ei olisi suurta kulmaeroa ja vaikka mallissa olevilla 400 kV avojohdoilla ei kulkisi sellaista tehoa, jota ei tuoteta tai kuluteta Helsingin ja Vantaan verkkoalueella.

400 kV kaapelirenkaan rakentaminen kasvattaa merkittävästi 400 kV verkon tuottamaa loistehoa. Esimerkiksi 1600 mm² poikkipintaisella 400 kV kaapelilla kapasitanssi on luokkaa 190 nF/km. Kaavalla 23 voidaan laskea, kuinka paljon loistehoa tuotetaan kaapelikilometriä kohden.

$$Q_{\text{tuot}} = 2\pi f (c_{\text{kaapeli}}) U^2 = 2\pi * 50\text{Hz} * (190 \frac{\text{nF}}{\text{km}}) * (400\text{kV})^2 = 9,55\text{MVar} / \text{km} \quad (23)$$

Kantaverkossa käytettävien tertiäärireaktoriin koko on normaalisti 63 MVar. Jos kaapeleiden tuottama loisteho halutaan kompensoida kokonaan, tarvitaan yhdellä 1600 mm² kuparikaapelilla reaktoreita siis yksi 6,6 kaapelikilometriä kohden. 800 mm² kaapelilla kapasitanssi on noin 140 nF/km. Tällöin tuotettu loisteho on noin 7 MVar / km. Kuitenkin tällaisia kaapeleita tarvittaisiin kaksi rinnakkain, jolloin loistehoa tuotetaan

yhteensä noin 14 MVar / km. Jos renkaassa käytetään kahta 800 mm² kaapelia, tarvittaisiin reaktoreita siis yksi noin 4,5 km välein.

Kaapelirenkaiden pituusarviot vaihtelevat 25 ja 51 km välillä. Pisimmässä vaihtoehdossa rengas kulkee Salmisaaren kautta ja pituusarviot ovat suuremman arvion mukaan. Taulukossa 14 esitetään erilaisia rengasvaihtoehtoja, niissä tuotetun loistehon määrä ja tarvittavien 63 MVar reaktorien määrä. Renkaiden pituudet on laskettu taulukon 14 kaapelipituuksilla. Niiden reittien, joissa käytetään osalla matkasta Vuosaari-Pasila-yhteiskäyttötunnelia, pituudet mahtuvat taulukon 14 arvojen sisään. Vuosaari-Viikinmäki-Suvilahti-Tammisto-renkaan pituusarvio valmista tunnelia hyödyntäen on noin 37 km ja Vuosaari-Suvilahti-Viikinmäki-Tammisto-renkaan pituusarvio noin 34 km.

Taulukko 14. 400 kV rengasratkaisujen tuottama loisteho ja tarvittavien reaktorien lukumäärä.

Rengasratkaisu	Johto- osuuksien pituusarviot (km)	Renkaan pituus	Tuotettu loisteho (MVar)	Tarvittavien reaktorien määrä
Vs-Su-Vm-Tm 1x1600 Cu	Lyhyet	24,7	236	3,7
Vs-Su-Vm-Tm 1x1600 Cu	Pitkät	35,1	335	5,3
Vs-Su-Vm-Tm 2x800 Al	Lyhyet	24,7	348	5,5
Vs-Su-Vm-Tm 2x800 Al	Pitkät	35,1	494	7,8
Vs-Vm-Su-Tm 1x1600 Cu	Lyhyet	27	258	4,1
Vs-Vm-Su-Tm 1x1600 Cu	Pitkät	40,1	383	6,1
Vs-Vm-Su-Tm 2x800 Al	Lyhyet	27	380	6,0
Vs-Vm-Su-Tm 2x800 Al	Pitkät	40,1	564	9,0
Vs-Vm-Su-Sa-Tm 1x1600 Cu	Lyhyet	34,5	329	5,2
Vs-Vm-Su-Sa-Tm 1x1600 Cu	Pitkät	50,6	483	7,7
Vs-Vm-Su-Sa-Tm 2x800 Al	Lyhyet	34,5	486	7,7
Vs-Vm-Su-Sa-Tm 2x800 Al	Pitkät	50,6	712	11,3

6.4.6 400 kV ratkaisujen kustannusarvioita

Vuosaaren 400 kV laajennuksessa uuden 400 kV avojohdon hinta-arvio on noin 5 M€. 400/110 kV muuntajia tarvitaan ainakin 2 kpl. Toinen niistä syöttää 110 kV verkkoa ja toisella liitetään Vuosaari-B 400 kV verkkoon. Jos käyttövarmuutta halutaan lisätä, voidaan lisätä yksi muuntaja varalle. Yhden muuntajan hinta on noin 6 M€, kun mukaan lasketaan asennus, tyhjäkäyntihäviöt ja huoltokustannukset 40 vuoden ajalta. Uuden 110 kV kytkinlaitoksen hinta-arvio on 4 M€ ja 400 kV kytkinlaitoksen 10 M€. Lisäksi tarvitaan muutoksia nykyisessä kytkinlaitoksessa sekä 110 kV ja 400 kV avojohtojen järjestelyjä. Lisäksi 110 kV avojohto Vuosaari-Vaarala pitää purkaa. Arvio Vuosaaren 400 kV laajennuksen kokonaiskustannukseksi on hieman alle 35 M€, jos Vuosaari-B on liitetty 400 kV verkkoon yhdellä 400/110 kV muuntajalla.

Jos neljäs muuntaja ja 400 kV kytkinlaitos asennetaan Vuosaaren sijaan Länsisalmeen, joudutaan Vuosaari-B liittämään 400 kV kaapelilla Länsisalmen 400 kV kytkinlaitokseen. Operaation kokonaiskustannukset riippuvat suuresti siitä, millaista asennustapaa kaapelille käytetään. Alimmillaan hinta on hieman korkeampi kuin Vuosaaren muuntajan ja kytkinlaitoksen tapauksessa ja korkeimmillaan huomattavasti kalliimpi.

Hinta-arvio on 35-50 M€. Tässä oletettiin asennus joko maahan tai jäähdytettyyn pintatunneliin. Jos pitää rakentaa uutta kalliotunnelia, hinta on vielä korkeampi.

Tarkastellaan tilannetta, jossa 400 kV verkkoa jatketaan Vuosaaresta Suvilahteen tai Viikinmäkeen säteittäiskaapelilla, jonka päässä on 400/110 kV muuntaja. Koska uutta 400 kV kytkinlaitosta ei tässä vaiheessa tarvitse rakentaa, muodostuu kustannus pääasiassa kaapelista ja sen asennuksesta sekä muuntajasta. Lisäksi Suvilahden tai Viikinmäen 110 kV asemalla tarvitaan yksi lisäkenno.

Jos kaapeliyhteys Vuosaaresta Suvilahteen toteutetaan Vuosaari-Pasila-yhteiskäyttötunnelia hyödyntäen, tulee pituutta paljon enemmän kuin suorimmalla mahdollisella reitillä, mutta asennuskustannukset metriä kohden alenevat huomattavasti. Reitin pituus on noin 22 km. Kaapelin hinta asennuksineen on noin 50 M€, jos oletetaan asennus valmiin tunnelin pohjalle, mutta vaaditaan jäähdytyksen asentamista koko matkalle. Jos jäähdytystä ei vaadita, on kaapelin hinta asennuksineen vain noin 30 M€. Jäähdytyksen hinta on arviolta noin 900 €/m, kun suunnittelu ja projektointi on huomioitu. Kyseessä on siis todella merkittävä kustannuserä.

Kaapelin ja sen asennuksen lisäksi Vuosaari-Suvilahti-yhteydestä aiheutuvat kustannukset ovat verraten pieniä. Uutta muuntajaa ei välttämättä tarvitse ostaa, vaan se voidaan siirtää Tammistosta. Muuntajan siirrosta ja asennuksesta sekä yhdestä uudesta 110 kV kennosta aiheutuvat kustannukset ovat yhteensä arviolta noin 1 M€.

Jos yhteys rakennetaan Vuosaaresta Viikinmäkeen, ei koko matkalla voida hyödyntää valmista tunnelia. Sitä pystyttäisiin ehkä hyödyntämään noin 12 km matkalta, minkä lisäksi pitäisi rakentaa noin 2 km uutta tunnelia. Jäähdytettynä kaapelin hinta asennuksineen tulisi olemaan arviolta noin 41 M€. Ilman jäähdytystä hinta olisi noin 28 M€. Muuntajan siirrosta ja uudesta 110 kV kennosta aiheutuvat kustannukset olisivat samat kuin siinä tapauksessa, jossa yhteys rakennetaan Vuosaaresta Suvilahteen.

Kun 400 kV kaapeli Vuosaaresta Viikinmäkeen tai Suvilahteen on rakennettu, tarvitaan vielä huomattavia investointeja, jos 400 kV kaapeliverkko halutaan täydentää renkaaksi. Ensinnäkin Viikinmäen ja Suvilahden välille pitää rakentaa 400 kV yhteys. Oletetaan tämän yhteyden pituudeksi 5,5 km ja kaapelin vahvuudeksi 1600 mm² kupari. Jos kaapeli on asennettu maahan, hinnaksi tulee ilman jäähdytystä 11 M€ ja jäähdytettynä 17 M€.

Lisäksi renkaan sulkemiseksi pitää rakentaa 400 kV kaapeliyhteys Suvilahdesta Tammistoon tai Viikinmäestä Tammistoon. Suvilahdesta Tammistoon on pidempi matka, mutta osalla reitistä voidaan hyödyntää Vuosaari-Pasila-yhteiskäyttötunnelia. Viikinmäki-Tammisto-välillä joudutaan ehkä rakentamaan uutta tunnelia.

Viikimäki-Tammisto-kaapeli tulisi maksamaan asennuksineen arviolta 48 M€ jäähdyttämättömänä tai 55 M€ jäähdytettynä, jos sitä varten rakennetaan uusi kalliotunneli. Suvilahti-Tammisto-kaapeli voisi kulkea

noin 12 km valmiissa tunnelissa ja 5 km uudessa tunnelissa. Hinnaksi tulisi tällöin ilman jäähdytystä 44 M€ ja jäähdytyksen kanssa 59 M€.

Oletetaan, että renkaan sulkemisen yhteydessä myös jaetaan 110 kV verkko eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon ja asennetaan kaksi uutta muuntajaa. Työssä on laskettu, että eteläiseen osaverkkoon tarvitaan kolme muuntajaa. Jos Vuosaari-Viikinmäki tai Vuosaari-Suvilahti-kaapelin asentamisen yhteydessä on asennettu yksi muuntaja, tarvitsee vielä asentaa kaksi muuntajaa lisää. Uusia 400 kV kytkinlaitoksia tarvitaan vähintään kaksi: Viikinmäkeen ja Suvilahteen. Lisäksi mahdollisesti myös Länsisalmeen tarvitaan 400 kV kytkinlaitos. Yhden 400 kV kytkinlaitoksen hinnaksi voidaan arvioida noin 10 M€. Jos siis tarvitaan kolme kytkinlaitosta ja kaksi muuntajaa, tulee näistä noin 40 M€ kustannuksia. Lisäksi tarvitaan hieman muutoksia 110 kV kytkinlaitoksissa, mutta näistä aiheutuvat kustannukset ovat pieniä verrattuna yllä oleviin lukuihin.

Yhteensä renkaan täydentämiseen kuluu siis noin 90-120 M€. Tässä ei ole vielä mukana loistehon kompensoinnista aiheutuvia kustannuksia. Realistisimmissa vaihtoehdoissa reaktoreita tarvitaan 4-7 kpl vaihetta kohden, eli yhteensä 12-21 kpl. Yksittäisen reaktorin hinta on 200 000 – 500 000 euron luokassa eristemateriaalista riippuen. Suurimmillaan reaktoreista voisi siis aiheutua noin 10 M€ lisäkustannus.

Vuosaaren 400 kV laajennus on tulossa hyvin suurella todennäköisyydellä, mutta ei ole varmuutta siitä, laajennetaanko 400 kV verkko kantakaupunkiin. Siksi on erityisen kiinnostavaa tietää, kuinka paljon Vuosaaren rakentamisen jälkeiset 400 kV verkon investoinnit maksavat yhteensä. Kaapelin rakentaminen Vuosaaresta Viikinmäkeen tai Suvilahteen maksaa siis 30-50 M€ ja renkaan täydentäminen noin 90-130 M€, kun myös kompensointi on huomioitu. Koko 400 kV renkaan yhteishinta on siis noin 120-180 M€. Hintaan sisältyvät kaapelit asennuksineen, 400/110 kV muuntajat, 400 kV kytkinlaitokset ja 110 kV kytkinlaitoksien muutokset sekä 400 kV loistehon kompensointi. On huomattava, että jos halutaan asentaa useampi kuin yksi virtapiiri tai käyttää suuritehoisempaa kaapelia kuin 1600 mm² kupari, tulevat kustannukset vielä korkeammiksi.

Myös itä-länsijaolle voidaan tehdä hyvin karkean tason kustannusarvio. Siinä ei siis laajenneta 400 kV verkkoa kantakaupunkiin, vaan rakennetaan uusi 400 kV sähköasema Tammiston ja Espoon välille. Sieltä syötetään tehoa etelään uusia 110 kV kaapeleita hyödyntäen. Verkon jakamisen yhteydessä pitäisi myös rakentaa uusi 110 kV kaksoisavojohto Viikinmäki-Tammisto nykyisen kaksoisavojohdon rinnalle. Tässä tarkastellaan kuvan 72 mukaista ratkaisua.

Uusi 400 kV kytkinlaitos maksaa karkeasti arvioiden 10 M€ ja uusi 110 kV kytkinlaitos 5 M€. Uusia muuntajia tarvitaan kaksi, ja ne maksavat yhteensä noin 10 M€. Kaksoisavojohto Viikinmäki-Tammisto maksaa noin 6 M€, kun johtimena on 2Duck. Oletetaan, että uudelta asemalta menee kaksi 12 km pitkä 1200 mm² kuparikaapelia Pitäjänmäelle ja kaksi vastaavaa kaapelia Kannelmäelle. Jos asennuskustannus on 600 €/m, tulee kaapelienn hinnaksi noin 45 M€. Näin laskettuna arvio itä-länsijaon mukaisen ratkaisun kustannuksille on siis 76 M€. Kaapelien asennuskustannus voi kuitenkin olla paljon suurempikin kuin laskuissa käytetty 600 €/m ja pituus suurempi kuin 12 km. Edellä oletettiin

kaapelien asennus pintakaivantoon. Jos tarvitsee rakentaa 2 * 12 km kallitunnelia, aiheutuisi tästä noin 72 M€ lisäkustannuksia. Tällöin itä-länsijaon mukaisen ratkaisun kokonaiskustannus kohoaisi jopa 150 M€:oon. Lisäksi voi olla mahdollista, että tässä laskettujen lisäksi tarvitaan muitakin 110 kV verkon vahvistuksia.

Ratkaisuja verrattaessa tulisi ottaa huomioon myös siirtohäviöistä aiheutuvat kustannukset. 400 kV kaapelirenkaan tapauksessa häviöt ovat pienemmät kuin silloin, jos teho syötetään Kehä III:n tasolta 110 kV yhteyksillä. SINCAL-laskujen perusteella ero on suurimmillaan noin 2,5 MW, kun tarkastellaan vuoden 2030 nopean kasvun kuormia. Oletetaan huipunkäyttöajaksi 3100 h, tehohäviöiden hinnaksi 5 €/kVA/a ja häviöenergian hinnaksi 0,04 €/kWh. Kun suoritetaan diskonttaus 40 vuoden ajalta, saadaan tulokseksi, että 400 kV kaapelirenkaan avulla säästetään häviökustannuksissa noin 5 M€ verrattuna itä-länsijakoon, jossa teho syötetään pohjoisesta 110 kV yhteyksillä.

7 Johtopäätökset

7.1 Yleistä

Kun tehdään johtopäätöksiä verkon kehitysratkaisuista, on muistettava, että ratkaisut eivät ole toisistaan riippumattomia. Jotkut ratkaisut vaikuttavat kahteen tai kaikkiin kolmeen siirtorajapintaan. Tarkastellaan tästä huolimatta ensin siirtorajapintojen kehitystä erillisinä tapauksina ja tutkitaan, millaiset verkkoratkaisut toteuttavat yksittäisten rajapintojen vaatimukset.

7.2 Ensimmäinen siirtorajapinta

Ensimmäisessä rajapinnassa on selvää, että neljäs 400/110 kV muuntaja tarvitaan pian. Käytännössä vaihtoehtoiset sijoituskohteet ovat Länsisalmi ja Vuosaari. 110 kV verkon tehonjaon ja 400 kV verkon jatkokehitysmahdollisuuksien vuoksi Vuosaari on näistä kohteista selkeästi parempi.

Viidennen 400/110 kV muuntajan tarve ei ole niin kaukainen kuin aluksi voisi kuvitella. Tähän vaikuttaa muun muassa se, että neljännen muunnon asentamisen yhteydessä Vuosaaren B-voimalaitos joudutaan kytkemään 400 kV verkkoon. Aiemmin on voitu olettaa, että Helsingissä on kaukolämmön tarpeen vuoksi kesälläkin vähintään 150 MW sähköntuotantoa. Tulevaisuudessa voi kuitenkin olla niin, että kaukolämpö tuotetaan kesällä kokonaan Vuosaari-B:ssä, jolloin 110 kV verkossa ei ole sähköntuotantoa. Neljäs 400 MVA muuntaja siis käytännössä kasvattaa pahimman tilanteen muuntokapasiteettia vain 250 MVA. Tästä huolimatta neljällä muuntajalla pärjätään todennäköisesti ainakin vuoteen 2030 asti ja kuorman kasvunopeudesta riippuen mahdollisesti huomattavasti pidempään.

7.3 Toinen siirtorajapinta

Toisessa rajapinnassa on tarkasteltu useita vaihtoehtoisia tapoja siirtokyvyn parantamiseksi. Näistä kytkinlaitoksen rakentaminen Tapanilan haaraan ja Kellosaaren voimalaitosten käyttöoikeuden ostaminen pienentävät Tammisto-Viikinmäki-välin avojohtojen kuormitusta vain vähän hintaan nähden. Tämän vuoksi ne eivät ole suositeltavia vaihtoehtoja. Tammisto-Myyrmäki-johdon vetäminen sisään Kannelmäkeen ei myöskään tuo kovin suurta hyötyä.

Reaktorin asentaminen Viikinmäki-Pukinmäki-haaraan sen sijaan toisi apua noin vuoteen 2020 asti suhteellisen pienillä kustannuksilla. Tammisto-Viikinmäki-välin avojohtojen vahvistaminen 2Finchiksi antaa riittävästi siirtokapasiteettia ainakin vuoteen 2030 asti.

Toisen siirtorajapinnan kohdalla on huomattava, että 400/110 kV muunnon tuominen kantakaupunkiin ratkaisee rajapintaan kuuluvien 110 kV avojohtojen ylikuormitusongelman täydellisesti. Jos siis tehdään periaatepäätös 400 kV verkon jatkamisesta kantakaupunkiin, ei kallista johtovahvistusta kannata tehdä. Sarjareaktori saattaisi kuitenkin olla sopiva edullisena tilapäisratkaisuna, mikäli 400 kV verkon laajentamiseen kuluu pitkä aika.

7.4 Kolmas siirtorajapinta

Kolmannessa siirtorajapinnassa voi tulla ongelmia erityisesti silloin, kun Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto on pois käytöstä ja kantakaupunki on ilman tuotantoa. Kun tällä kaksoisavojohdolla on suunniteltu keskeytys, on Pitäjänmäki-Salmisaari-johdolla tapahtuva vika tuhoisa. Se voi aiheuttaa jopa sähkön syötön katkeamisen koko kantakaupungin alueella. Kantakaupungissa sijaitsevat Helsingin keskeisimmät toiminnot ja kuormitustiheys on kaikkein suurin, joten syötön katkeaminen ei tietenkään ole hyväksyttävissä.

Kolmanteen rajapintaan saadaan lisää siirtokapasiteettia ja varmuutta asentamalla Viikinmäki-Suvilahti-välille suuritehoisia kaapeleita. Laskennat osoittavat, että yhdellä virtapiirillä ei saada riittävästi siirtokapasiteettia ainakaan silloin, jos käytetään maa-asennusta. Kaapeleilla siirtokapasiteetti ei kasva samassa suhteessa kuin johdinpoikkipinta. Tämän vuoksi esimerkiksi kahdella 1200 mm² kuparikaapelilla yhteenlaskettu siirtokapasiteetti on merkittävästi suurempi kuin yhdellä 3000 mm² kuparikaapilla. Näyttääkin siltä, että Viikinmäki-Suvilahti-välille kannattaisi asentaa kaksi 1200 mm² kuparikaapelia.

Kaapelit on mahdollista asentaa kulkemaan väliasemien kautta tai suoraan Viikinmäestä Suvilahteen. Lisäksi on mahdollista asentaa yksi virtapiiri kulkemaan asemien kautta ja toinen suoraan Viikinmäestä Suvilahteen. Tällöin on kuitenkin huolehdittava siitä, että virtapiirien kuormitus on tasapainossa. Tähän vaikuttavat väliasemien kuormien suuruus sekä kaapelien tarkat pituudet, joka riippuvat asennusreiteistä. Laskelmien mukaan näyttää siltä, että vuoden 2030 ennustetuilla kuormilla tasapaino olisi hyvä, jos toinen kaapeli menee asemien kautta nykyisten kaapelien reittiä ja suoraan Viikinmäestä Suvilahteen kulkevan kaapelin pituus olisi noin 6,5 km.

Kahdella 1200 mm² kuparikaapelilla kuormitus jää alle 100 %:iin kesän 2030 nopean kasvun ennusteessa, kun Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisjohto on poissa käytöstä ja kantakaupunki on ilman tuotantoa. Oletuksena oli, että kaapelit on asennettu kolmioon ja että kuormitettavuus vastaa maa-asennusta 65 asteen maksimilämpötilalla. Vaipat on maadoitettu yhdestä päästä tai vuoroteltu. Lisäksi oletetaan, että virtapiirit on asennettu riittävän etäälle toisistaan, jotta ne eivät lämmitä merkittävästi toisiaan.

Jos Herttoniemi-Suvilahti-johdon lisäksi Pitäjänmäki-Salmisaari-kaksoisavojohto on pois käytöstä, tulee kaapelien huipunaikaiseksi kuormitukseksi yli 100 %. Pahiten kuormittuvan virtapiirin kuormitus on tällöin 117-158 % riippuen kaapelien asennusreitistä. Pienin kuormitus saadaan, kun käytetään kahta erillistä virtapiiriä, jotka eivät kulje väliasemien kautta. Tässä on kuitenkin huomattava, että kuormitusprosentit on laskettu maa-asennukselle, kun maksimilämpötila on 65 astetta.

Voi olla mahdollista, että kaapelit voidaan kuormittaa 90 asteen lämpötilaan tai että asennus saadaan hyvin jäähdytetyssä tunnelissa vastaamaan ilma-asennusta. Tällöin siirtokapasiteetit ovat merkittävästi suurempia ja prosentuaaliset kuormitukset jäävät pienemmiksi. Lisäksi on huomattava, että tässä tarkasteltava vika on huomattavasti pahempi ja

harvinaisempi kuin N-1. Edelleen on muistettava, että kaapeleita voidaan tilapäisesti ylikuormittaa. Voidaan siis perustellusti olettaa, että kaksi 1200 mm² kuparikaapelia riittää hyvin pitkälle tulevaisuuteen.

7.5 Avojohtojen kaapelointi

Avojohtojen kaapelointi poikkeaa siinä mielessä muista tarkastelluista kehityshankkeista, että paine kaapelointiin tulee ulkoa päin. Muut työssä tarkastellut hankkeet parantavat tavalla tai toisella jonkin rajapinnan siirtokapasiteettia, eli tarve niihin tulee sisältä päin. Verkon kannalta avojohtojen kaapeloinnista ei ole yhtä suurta hyötyä kuin muista tarkastelluista hankkeista. Tarkoituksena olikin tarkastella, onko siitä erityistä haittaa. Huolenaiheina ovat tehonjaon ja maasulkuvirtojen muutokset.

Laskuissa tarkasteltiin neljän kaksoisavojohtoyhteyden kaapelointia: Pitäjänmäki-Salmisaari, Pitäjänmäki-Viikinmäki, Herttoniemi-Viikinmäki ja Herttoniemi-Suvilahti. Osoittautui, että tehonjako pysyy päätötehon osalta lähes ennallaan, jos kaikki neljä tarkasteltavaa yhteyttä kaapeloidaan. Jos yhteyksistä vain osa on kaapeloitu, tehonjako muuttuu, mutta tämä ei aiheuta ongelmia vuoden 2020 tilanteessa. N-1-vioissa ja kaksoisjohtojen vioissa kuormitukset pysyvät sallituissa rajoissa sekä kesä- että talvitiilanteessa.

Yhteyksistä, joiden kaapelointia on tarkasteltu, suurimmassa kuormassa on kesätilanteessa Herttoniemi-Suvilahti. Jos kyseinen yhteys on kaapeloitu, mutta kaikkia muita tarkasteltavia yhteyksiä ei, ottaa Herttoniemi-Suvilahti suhteessa aiempaakin enemmän tehoa. Tämän seurauksena vuoden 2030 tilanteessa yhden Herttoniemi-Suvilahti-virtapiirin vikaantuminen aiheuttaa toisen virtapiirin lievän ylikuormittumisen. Tämä on kuitenkin laskettu olettaen maa-asennus 65 asteen lämpötilassa. Suotuisammilla asennusolosuhteilla ylikuormitus voidaan välttää.

Kaapeloinneilla on vaikutusta maasulkuvirtoihin. Kuitenkin mitoittavassa tilanteessa, jossa on 500 ohmin vikaresistanssi, on maakapasitanssien merkitys vähäinen. Näyttää siltä, että suojaus toimii ongelmitta kaapeloinnin jälkeenkin. Maasulkuvirran kulma vikaresistanssittomassa tapauksessa muuttuu vain vähän.

Kaapelien kapasitanssi lisää loistehon tuotantoa. Tästä on tilanteesta riippuen hyötyä tai haittaa. Kun loistehon kulutus on suuri, kapasitanssista on hyötyä. Jos kaikki suunnitellut kaapeloinnit toteutetaan, loistehon tuotanto kasvaa noin 60 MVar, mikä vastaa suurta kondensaattoria. Kun loistehon kulutus on pieni, on loistehon tuotannosta haittaa, koska se pyrkii nostamaan jännitettä. SINCAL-laskelmien perusteella näyttää kuitenkin siltä, että jännitteen nousu pystytään helposti estämään 400/110 kV muuntajien käämikytkinten asentoa säätämällä. Tarkemmat loistehon kompensointiin liittyvät laskelmat on jätetty tämän työn ulkopuolelle.

Loistehon kompensoinnin lisäksi kaapeloinnista saadaan sellainen hyöty, että häviöt pienenevät. Kaapelilla on pienempi resistanssi kuin avojohdolla, jolla on vastaava siirtokapasiteetti. Lisäksi kaapeloinnin ansiosta vikoja sattuu harvemmin. Oletettavasti kahden virtapiirin yhtäaikaista vikaa on paljon epätodennäköisempi kuin avojohdolla.

Toisaalta vikojen korjaamiseen voi kulua pidempi aika kuin avojohtojen tapauksessa.

7.6 400 kV verkon tarkastelut

400 kV verkon laajentaminen kantakaupunkiin vaikuttaa jokaiseen siirtorajapintaan. Jos päätös 400 kV verkon rakentamisesta tehdään, on Vuosaaresta seuraavalle 400/110 kV muuntajalle kaksi vaihtoehtoista sijoituspaikkaa: Viikinmäki tai Suvilahti. Näistä Suvilahti vaikuttaa paremmalta sijoituspaikalta, koska se on lähempänä kuormituksen painopistettä. 110 kV verkon tehonjaon kannalta Suvilahti on parempi sijoituspaikka kuin Viikinmäki. Lisäksi Hanasaareen on mahdollisesti tulossa tulevaisuudessa lisää tuotantoa. Jos Suvilahdessa on 400 kV sähköasema, voidaan Hanasaaren uusi yksikkö kytkeä 400 kV verkkoon. Tämä on 110 kV oikosulkuvirtojen kannalta paljon parempi ratkaisu kuin tuotannon kytkeminen 110 kV verkkoon.

Jos Suvilahteen tai Viikinmäkeen asennetaan 400/110 kV muunto, ei rajapinnassa Kehä III – Helsinki tarvitse tehdä mitään 110 kV verkon vahvistuksia. Kun muuntajan sijoituspaikka on Suvilahti, on myös mahdollista, että Viikinmäki-Suvilahti-välillä riittää kevyempi 110 kV kaapelivaihtoehto kuin yllä on esitetty. Tämä riippuu siitä, mitä Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohdolle tehdään. Jos johto puretaan eikä tilalle rakenneta 110 kV kaapeleita, tarvitaan Viikinmäestä Suvilahteen kaksi 1200 mm² kuparikaapelia. Jos taas Herttoniemi-Suvilahti-kaksoisavojohto pidetään käytössä tai korvataan 110 kV kaapeleilla, joilla on avojohtoa vastaava siirtokapasiteetti, ei Viikinmäki-Suvilahti-välille tarvita yhtään suuritehoista kaapelia.

Hinta-arvio 400 kV yhteydelle Vuosaaresta Suvilahteen on 30-50 M€. Summa riippuu suuresti siitä, tarvitseeko valmiiseen tunneliin asentaa jäähdytystä vai ei. Investoinnilla voidaan siis välttää 110 kV Herttoniemi-Suvilahti-kaksoiskaapelin rakentaminen ja Tammisto-Viikinmäki-avojohtojen vahvistus. Hinta-arvio näille investoinneille, jotka pystytään välttämään, on yhteensä noin 40 M€, jos oletetaan, että uutta tunnelia joudutaan Herttoniemi-Suvilahti-välillä rakentamaan 6 km. Toisaalta Tammisto-Viikinmäki-avojohto joudutaan joka tapauksessa uusimaan joskus, joten käytännössä 110 kV investointeja voidaan välttää ehkä hieman yli 30 M€. 400 kV järjestelmän edullisuus perustuu siihen, että Vuosaari-Suvilahti-yhteydellä voidaan käyttää lähes koko matkalla olemassa olevaa tunnelia.

Jos Suvilahteen tai Viikinmäkeen lisätään 400/110 kV muuntaja, mutta 110 kV verkkoa ei jaeta, on huolenaiheena 110 kV oikosulkuvirtojen kasvaminen. Laskentojen perusteella näyttää siltä, että jos Tammistosta siirretään toinen muuntaja Suvilahteen, eivät oikosulkuvirrat ylitä 40 kA tasoa millään asemalla edes pessimistisimmissä arvioissa. Tällöin siis verkossa on neljä 400/110 kV muuntajaa. Jos muuntajia on viisi, eli Tammistossa pidetään nykyiset kaksi muuntajaa ja Suvilahteen hankitaan uusi muuntaja, voivat oikosulkuvirrat Suvilahdessa ylittää 40 kA. Tähän vaikuttavat useat tekijät, kuten 400 kV kantaverkon oikosulkuvirtojen kehitys sekä Helsingin ja Vantaan verkkoalueelle asennettava lisätuotanto. Laskennassa saatavat arvot oikosulkuvirroille riippuvat myös siitä, mitä menetelmää käytetään.

On kuitenkin huomattava, että vaikka Suvilahden 110 kV oikosulkuvirratt saattavat ylittää viidennen muuntajan asentamisen jälkeen sallitun rajan, ei tämä ole pätevä syy vastustaa 400 kV verkon laajentamista kantakaupunkiin. Jos kuorma jatkaa kasvuaan, viides muuntaja tarvitaan joka tapauksessa joskus. Tarve on arviolta joskus vuosien 2030-2040 välillä. Jos 400 kV verkkoa ei rakenneta kantakaupunkiin, pitää viides muuntaja asentaa jonnekin muualle. Tällöin 110 kV oikosulkuvirratt voivat ylittyä jollain muulla asemalla, kuten esimerkiksi Tammistossa. Jos 400 kV verkkoa ei laajenneta kantakaupunkiin, joudutaan mahdollinen Hanasaaren uusi voimalaitos liittämään 110 kV verkkoon, mikä myös kasvattaa oikosulkuvirtoja.

110 kV verkon oikosulkuvirtatasoon liittyvä ongelma ei siis poistu sillä, että lykätään 400 kV verkon rakentamista kantakaupunkiin. Asia on ennemmin niin, että kantakaupungin 400 kV verkon rakentamisen jälkeen on paremmat mahdollisuudet verkon jakamiselle. Työssä tarkasteltu pohjoinen-etelä-jako on mahdollinen vain silloin, jos 400 kV verkko ulottuu kantakaupunkiin. Sen sijaan itä-länsijako on mahdollinen myös silloin, jos 400 kV verkkoa ei laajenneta. Tässä ratkaisussa kuitenkin vaaditaan merkittäviä investointeja 110 kV verkkoon. Ongelmana on myös perusvaihtoehdoissa etelä-pohjoinen-jakoa huomattavasti optimoitu osaverkkojen kuormituksen tasapaino, jonka seurauksena uusia muuntajia voidaan joutua asentamaan aikaisemmin.

Verkon jako on tehokkain tapa rajoittaa oikosulkuvirtoja. Tässä työssä on esitelty useita erilaisia jakotapoja, mutta laskennoissa rajoitettiin tarkastelemaan kuvan 65 mukaista pohjoinen-etelä-jakoa ja kuvan 72 mukaista itä-länsijakoa. Oikosulkuvirtatason alentamisen lisäksi jaetulla verkolla saavutetaan muitakin hyötyjä. Pienemmät osaverkot ovat kokonaisuuksina helpompia hallita kuin yksi yhtenäinen verkko. Lisäksi joistakin nykyisistä avojohdoista voidaan päästä eroon. Huonona puolena verkon jaossa on se, että kahdessa osaverkossa tarvitaan N-1-kriteerin takia yhteensä enemmän 400/110 kV muuntajia kuin yhdessä yhtenäisessä 110 kV verkossa.

Pohjoinen-etelä-jaossa kaksoisavojohdot Kannelmäki-Pitäjänmäki ja Herttoniemi-Suvilahti voidaan purkaa. Erityisesti jälkimmäisen poistamiseen on ollut ulkopuolista painetta. Teknisistä näkökohdista tarkastellen olisi toivottavaa, että nämä johdot voitaisiin säilyttää varayhteyksinä. Laskennassa on kuitenkin oletettu, että nämä johdot eivät ole käytettävissä.

Joissakin jakotavoissa voidaan joutua rakentamaan uusia 110 kV yhteyksiä. Kuvan 65 mukaisessa jaossa uusia yhteyksiä ei kuitenkaan tarvita.

Kuvan 65 mukaisessa jakotavassa on se ongelma, että siinä 20 kV keskijänniteverkkoa syötetään kahdesta eri 110 kV osaverkosta. Kaikkia nykyisiä keskijänniteverkon reserviyhteyksiä ei siis välttämättä pystytä käyttämään. Tältä ongelmalta voitaisiin välttyä käyttämällä kuvan 68 mukaista verkon jakoa, jossa eteläinen osaverkko on kokonaan 10 kV aluetta ja pohjoinen osaverkko kokonaan 20 kV aluetta. Tässä jakotavassa on kuitenkin ongelmana muuntokapasiteetin epäoptimaalinen käyttö. Alue vastaa kulutukseltaan suunnilleen yhtä 400 MVA muuntajaa, mutta N-1-kriteerin takia muuntajia kuitenkin tarvitaan kaksi. Lisäksi

periaatteessa tarvittaisiin kolmas muuntaja siinä vaiheessa, kun kuorma ylittää merkittävästi 400 MVA. Tarvittavaa muuntajien määrää voitaisiin mahdollisesti pienentää, jos 110 kV osaverkkojen välillä pidetään 110 kV varayhteyksiä.

Kuvan 65 mukaisessa pohjoinen-etelä-jaossa tarvitaan eteläiseen osaverkkoon kolme 400 MVA muuntajaa. Tämä on ainoa mahdollinen muuntajakoko, jos Suvilahteen siirretään muuntaja Tammistosta. Myös pohjoiseen osaverkkoon tarvitaan kolme muuntajaa.

Eteläisessä osaverkossa muuntajien järkevin sijoitustapa 110 kV verkon tehonjaon kannalta on sellainen, että kaksi muuntajaa sijoitetaan Suvilahteen ja yksi Viikinmäkeen. 400 kV verkon jatkaminen Salmisaareen ei ole tarpeellista. Pohjoiseen osaverkkoon ei tarvita uusia muuntajia. Tammiston toinen muuntaja siirretään Suvilahteen. Pohjoisen osaverkon kaksi muuta muuntajaa sijaitsevat Länsisalmessa ja Vuosaaressa.

Jakamattoman verkon tapauksessa on mahdollista, että Suvilahdessa on pelkkä 400/110 kV muuntaja säteittäisen 400 kV kaapelin päässä. Kun verkko jaetaan, on 400 kV kaapeliverkko kuitenkin käyttövarmuussyistä täydennettävä renkaaksi. Jos Viikinmäen ja Suvilahden 400 kV asemat syötettäisiin säteittäisesti, aiheuttaisi yhden 400 kV kaapelin vikaantumisen syötön katkeamisen koko eteläiseltä osaverkolta, mikä ei tietenkään ole sallittavaa.

Jos 400 kV verkon laajennus aloitetaan rakentamalla yhteys Vuosaaresta Suvilahteen, voidaan rengas täydentää asentamalla 400 kV kaapelit Suvilahdesta Viikinmäkeen ja Viikinmäestä Tammistoon. Periaatteessa samalle johtokadulle, jolla menee nykyinen 110 kV kaksoisjohto Viikinmäestä Tammistoon, mahtuisi myös 400 kV avojohto. Käytännössä hanke aiheuttaisi luultavasti niin paljon vastustusta, että yhteys Viikinmäestä Tammistoon pitää toteuttaa kaapelilla.

400 kV renkaan mitoitukseen vaikuttaa osittain käyttöfilosofia. Rengas tulee sähköisesti rinnankytkentään 400 kV Tammisto-Länsisalmi-avojohtoon kanssa. Koska renkaasta tulee osa kantaverkkoa, vaikuttavat myös kantaverkon viat sen kuormitukseen.

Säteittäiskäytössä renkaan mitoitukseksi riittää yksi 1600 mm² kuparikaapeli. Tässä säteittäiskäytöllä tarkoitetaan sitä, että 400 kV kaapeliyhteys Vuosaaresta Suvilahteen tai Viikinmäestä Tammistoon pidetään auki. Tämä mitoitus riittää kaikissa tarkastelutilanteissa, eli kesäpäivällä, talvipäivällä ja kevät yönä. Viimeksi mainitussa tapauksessa oletettiin huomattava määrä (noin 450 MW + 220 MW) 400 kV verkkoon kytkettyä lisätuotantoa Vuosaareen ja Hanasaareen. Kaapelin huipunaikainen kuormitus tulee pahimmillaan noin 100 %:iin, mutta tässä oletettiin, että kuormitettavuus vastaa maa-asennusta 65 asteen maksimilämpötilalla. Käytännössä on varmaankin mahdollista käyttää asennustapaa, jossa kuormitettavuus on suurempi.

Rengaskäytössäkin yksi 1600 mm² kuparikaapeli riittää useimmissa tapauksissa. Jos oletetaan, että 400 kV verkossa ei ole vikoja, riittää kaapelin siirtokapasiteetti kaikilla järkevillä kantaverkon siirroilla. Vasta silloin, kun kantaverkon 400kV avojohtojilla kulkevat tehot ylittävät 1400

MVA, voivat Helsingin 400 kV renkaan kaapelit ylikuormittua. Jos 400 kV kantaverkossa kulkee vain vähän sellaista tehoa, jota ei kuluteta tai tuoteta Helsingin ja Vantaan verkkoalueella, selviydytään myös 400 kV Tammisto-Länsisalmi-johdon viasta.

Ongelmia voi tulla silloin, kun Tammisto-Länsisalmi-avojohto vikaantuu sellaisessa tilanteessa, jossa 400 kV kantaverkossa siirrettävät tehot ovat suuria. Tämän avojohdon ollessa poissa käytöstä tulee 400 kV kaapelirengas ylikuormaan, jos kantaverkossa siirrettävä teho on luokkaa 700 MVA tai yli. Ylikuormitus voi olla hyvinkin suuri, jos kantaverkossa kulkeva teho kasvatetaan riittävän suureksi. Kaapeli voi ylikuormittua silloinkin, kun se on asennettu siirtokapasiteetin kannalta paremmalla tavalla.

Mahdolliset ylikuormitusongelmat voitaisiin ratkaista sillä tavalla, että syötetään eteläistä osaverkkoa tilapäisesti säteittäisesti silloin, kun kaapelit uhkaavat ylikuormittua. Säteittäisellä syötöllä tarkoitetaan tässä sitä, että 400 kV kaapeli Vuosaari-Suvilahti tai Tammisto-Viikinmäki pidetään auki. Toinen vaihtoehto on asentaa paksumpi kaapeli tai useampia virtapiirejä, mutta tämä lisää merkittävästi hintaa ja loistehon kompensoinnin tarvetta. Reaktoreille voi olla vaikea löytää tilaa. Kolmas vaihtoehto on tehdä vahvistuksia 400 kV avojohtoverkossa.

8 Yhteenveto

Työssä on tarkasteltu erilaisia 110 kV ja 400 kV verkon kehitysvaihtoehtoja. Useimmat kehitysvaihtoehdot vaikuttavat johonkin kolmesta keskeisestä siirtorajapinnasta: 400/110 kV muunnos, Kehä III – Helsinki tai yhteydet kantakaupunkiin. Lisäksi on tarkasteltu 110 kV avojohtojen kaapelointia.

Neljännän 400/110 kV muuntajan paras sijoituspaikka näyttäisi olevan Vuosaari. Kehä III – Helsinki - siirtorajapinnassa parhaita ratkaisuja ovat sarjareaktorin asentaminen Viikinmäki-Pukinmäki-johdolle tai Tammisto-Viikinmäki-kaksoisavojohtojen vahvistaminen 2Finchiksi. Yhteyksissä kantakaupunkiin saadaan riittävästi lisäkapasiteettia, jos Viikinmäen ja Suvilahden välille asennetaan kaksi 1200 mm² kuparikaapelia. Kaapelit voivat kulkea suoraan tai asemien kautta.

Laajentamalla 400 kV verkkoa kantakaupunkiin voidaan välttyä tietyiltä 110 kV verkon investoinneilta. Ensimmäisessä vaiheessa paras vaihtoehto on asentaa Vuosaaresta Suvilahteen kaapeli, jonka päässä on 400/110 kV muuntaja. Myöhemmin 400 kV verkko voidaan täydentää renkaaksi asentamalla kaapelit Suvilahdesta Viikinmäkeen ja Viikinmäestä Tammistoon.

Uudet 110 kV johdot, 400/110 kV muuntajat ja 110 kV verkkoon kytkettävä tuotanto kasvattavat 110 kV verkon oikosulkuvirtoja. Tämän seurauksena verkko pitää jossain vaiheessa jakaa osiin. Jos 400 kV verkko laajennetaan kantakaupunkiin, on järkevintä jakaa verkko eteläiseen ja pohjoiseen osaverkkoon. Eteläinen osaverkko sisältäisi kantakaupungin kuormat. Jos 400 kV verkkoa ei laajenneta kantakaupunkiin, voidaan asentaa uutta muuntokapasiteettia Kehä III:n tasolle ja jakaa 110 kV verkko itäiseen ja läntiseen osaverkkoon.

Jos 400 kV kaapelirengas rakennetaan Helsinkiin, ovat ratkaistavia kysymyksiä muun muassa loistehon kompensointi sekä käyttöfilosofia. Jos rengasta pidetään suljettuna, voi se ylikuormittua joissakin epätavallisissa tilanteissa. Tähän voidaan varautua avaamalla rengas ylikuormituksen uhatessa, rakentamalla rengas suunniteltua suuritehoisemmaksi tai vahvistamalla 400 kV avojohtoverkkoa.

Lähdeluettelo

HSV:n dokumentteja

- [1] Hyvärinen, M. Sähköverkon suunnittelu- ja käyttövarmuusperiaatteet. Helen Sähköverkko Oy. Luonnos 21.5.2008.
- [2] Hyvärinen, M. Sähköverkon suunnittelu- ja käyttövarmuusperiaatteet. Helen Sähköverkko Oy. Esitys 21.5.2008.
- [3] Hyvärinen, M. Sähkönkulutuksen kehittyminen Helsingissä. 14.12.2006.
- [4] Hyvärinen, M. Helsingin sähkönkäyttöennuste ja sähköasemien tehoennusteet. 20.9.2004.

Verkkorakenteet

- [5] Eggleton, M.N & Van Geert, E. et al. Network Structure in Sub-Transmission Systems. Features and Practices in Different Countries. CIGRE/IEEE 1991+.
- [6] Aoki, K. & Nara, K. et al. Totally Automated Switching Operation in Distribution System. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, tammikuu 1990.
- [7] The electricity networks of Berlin and Hamburg, DSO Strategy. BEWAG, HEW. 25.10.2005. Dokumentti ei ole julkinen, mutta se on luovutettu Teknillisen korkeakoulun Sähkötekniikan laitoksen käyttöön.
- [8] 10-Year Transmission System Plan 2005-2014. AESO, Alberta Electric System Operator. Joulukuu 2004. Saatavissa: <http://www.aeso.ca/transmission/8635.html>.
- [9] Transmissionsplan 2005, Elkraft System. Saatavissa: <http://www.elkraft-system.dk>
- [10] Ny 400 kV ledning Hagby-Danderyd. Miljökonsekvensbeskrivning (MKB). Toukokuu 2008. Svenska Kraftnät. Viitattu 30.6.2009. Saatavissa: <http://www.svk.se/Projekt/Samtliga-projekt/stockholmsstrom/MKB/>
- [11] Stocholms Ström. Svenska Kraftnetin www-sivut. Viitattu 30.6.2009. Saatavissa: <http://www.svk.se/Projekt/Samtliga-projekt/stockholmsstrom/Information/>

Suunnittelu ja mitoitus

- [12] Interaction between transmission and distribution system planning. Cigre/Cired WG CC 01 (Cigre 37.07-Cired 6). Lokakuu 2005.
- [13] Nordic Grid Code 2007. 15.1.2007. Viitattu 26.8.2008. Saatavissa: <http://www.nordel.org/content/Default.asp?PageID=218>
- [14] UCTE Operational Handbook, Policy 3 Operational Security. 20.7.2004. Viitattu 27.8.2008. Saatavissa: http://www.ucte.org/library/ohb/Policy3_v13.pdf

[15] UCTE Operational Handbook, Appendix 4: Coordinated Operation Planning. Viitattu 27.8.2008. Saatavissa:

http://www.ucte.org/library/ohb/Appendix4_v0.4_03.05.2006.pdf

[16] NERC standard TOP-004-1 – Transmission Operations. 1.10.2007.

Viitattu 28.8.2008. Saatavissa: <http://www.nerc.com/files/TOP-004-1.pdf>

[17] Hyvärinen, M. Electrical networks and economies of load density.

Väitöskirja. Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan laitos. Yliopistopaino, Helsinki 2008.

Tehonjako, vikavirtalaskelmat ja luotettavuus

[18] Haarla, Liisa. S-18.3200 Sähkönsiirtojärjestelmät 1 Luento 4:

Tehonjaon laskeminen. Luentokalvot. Teknillinen korkeakoulu, syksy 2007.

[19] PSS SINCAL V5.4 manuaali.

[20] Haarla, Liisa. S-18.3200 Sähkönsiirtojärjestelmät 1 Luento 5: Viat ja

häiriöt. Luentokalvot. Teknillinen korkeakoulu, syksy 2007.

[21] Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems. Part 1:

Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 909. Technical report, IEC 909-1 First edition 1991-10.

[22] IEEE Std 1366, 2001 edition. IEEE Guide for Electric Power

Distribution Reliability Indices. IEEE-SA Standard Boardin hyväksyntä 17.3.2001.

Johtolajit

[23] Public Acceptance for new transmission overhead lines and substations, Networks Committee. Union of the Electricity Industry –

EURELECTRIC. Maaliskuu 2003.

[24] High voltage overhead lines, environmental concerns, procedures,

impacts and mitigations. Cigre Working Group 22.14, Environmental concerns and regulatory controls. Lokakuu 1999.

[25] Komission päätös, tehty 19 päivänä heinäkuuta 2000,

yrittäjäkesittymän julistamisesta yhteismarkkinoille ja ETA-sopimuksen toimintaan soveltuvaksi (Asia N:o COMP/M.1882 . PIRELLI/BICC)

[26] High voltage cables, Prysmian. 11/2006.

[27] Construction, laying and installation techniques for extruded and self

contained fluid filled cable systems. Cigre Working group 21.17. Lokakuu 2001.

[28] General guidelines for the integration of a new underground cable

system in the network. Cigre working group B1.19. Elokuu 2004.

[29] Schroth, R.G. & Obst, T. et al. Long Distance Tunnels for the

Installation of 400 kV XLPE Cables. IEE 2000.

- [30] XLPE Cable Systems User's Guide. Revision 1. ABB.
- [31] Prysmian kaapeliluettelo 2006.
- [32] Optimization of power transmission capability of underground cable systems using thermal monitoring. Cigre Working Group B1.02, huhtikuu 2004.
- [33] Teruyoshi, T. & Shigeru, S. et al. Development and Supply to Denmark's NKT of Prefabricated Joints for 420 – kV XLPE Cable. Furukawa review, No. 18 1999.
- [34] ETSO position on use of underground cables to develop European 400 kV networks. 31.1.2003.
- [35] Comparison of high voltage overhead lines and underground cables, Report and guidelines. CIGRE Joint working group 21/22.01, joulukuu 2006.
- [36] High voltage cable technology. ABB, 2005.
- [37] ABB Special Review Report power transmission.
- [38] Undergrounding of Extra High Voltage Transmission Lines. Jacobs Baptie. The Highland Council, Cairngorms National Park Authority and Scottish Natural Heritage. 0015063/14A/R001 24/03/05
- [39] Wolfgang, Laures. Untersuchungen zum Einsatz von Höchstspannungskabeln großer Längen in der 400-kV-Ebene. Väitöskirja. Duisburg-Essenin yliopisto. 23.4.2003
- [40] Gas Insulated Transmission Lines (GIL). Cigre joint working group 23/21/33.15. Helmikuu 2003.
- [41] Koch, H. & Hopkins, M. Overview of Gas Insulated Lines (GIL). IEEE 2005.
- [42] High Temperature Superconducting (HTS) Cable Systems. Cigre working group 21.20. Kesäkuu 2003.
- [43] Superconducting cables impact on networks structure and control. Cigre Task force 38.01.11. Helmikuu 2002.
- [44] Ross, M. & Kehrli, B. Secure Super Grids: A New Solution for Secure Power in Critical Urban Centers. 2008 IEEE.
- [45] Hirose, M. & Masuda, T. et al. High-temperature superconducting (HTS) DC Cable. Sei Technical review, numero 61, tammikuu 2006.
- Sähkönsiirto tasasähköllä**
- [46] De Toledo, P.F. Feasibility of HVDC for City Infeed. Lisensiaatintyö, Royal Institute of Technology. Stockholm 2003.

[47] Eriksson, K. Operational Experience of HVDC Light. AD-DC Power Transmission, 28-30 marraskuu 2001. Konferenssijulkaisu 485, IEEE 2001.

[48] Asplund, G. Application of HVDC Light to Power System Enhancement. IEEE 2000.

[49] Chen, H. & Zhang, F. et al. Improvement of Power Quality by VSC Based Multi-Terminal HVDC. IEEE 2006.

[50] HVDC and FACTS for distribution systems. Cigre Working Group B4.33. Lokakuu 2005.

[51] Andersen, B.R. HVDC Transmission – opportunities & challenges. IEEE.

[52] Zebouchi, N. & Farkas, A.A. et al. Electric Characterization of Films Peeled from the Insulation of Extruded HVDC Cables. 2005 IEEE.

Verkon jako ja käyttötavat

[53] Pohjola, T. Virranrajoituskuristimien käyttö Helsingin Energian 110 kV:n siirtoverkossa. Teknillinen korkeakoulu 25.1.2005,

[54] Collison, A. & Dai, F. et al. Solutions for the Connection and Operation of Distributed Generation. Heinäkuu 2003.

[55] Wu, X. & Mutale, J. et al. An Investigation of Network Splitting for Fault Level Reduction. Tammikuu 2003. Tyndall Centre for Climate Change Research. Working paper 25.

Muuntajat

[56] Haque, M.H. Power flow control and voltage stability limit: regulating transformers vs. UPFC. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 151, No. 3, toukokuu 2004. IEE Proceedings online no. 20040379.

[57] Hu, L. A New Model for HVDC Systems Based on a Model of a Regulating Transformer. Staffordshire University, UK. Power Electronics and Variable Speed Drives, 21-23.9.1998, Conference Publication 456, IEE 1998.

[58] Bladow, J. ja Montoya, A. Experiences with parallel EHV Phase Shifting Transformers. Western Area Power Administration. Golden, Colorado. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 3, heinäkuu 1991.

[59] Verboomen, J. & Van Hentem, D. et al. Phase Shifting Transformers: Principles and Applications. IEEE 2004+.

[60] Wirth, E. & Ravot, J-F. Regulating transformers in power systems – new concepts and applications. ABB review 4-1997.

FACTS

[61] Grunbaum, R. & Halonen, M. et al. SVC for 69 kV Direct Grid Connection.

- [62] Zemerick, S. & Klinkhachorn, P. et al. Design of a Microprocessor-controlled Personal Static Var Compensator (PSVC). IEEE 2002.
- [63] Berge, J. & Varma, R. Design and Development of a Static VAR Compensator for Load Compensation Using Real-Time Digital Simulator and Hardware Simulation. IEEE 2007.
- [64] Pourbeik, P. & Boström, A. et al. Modeling and Application Studies for a Modern Static VAR System Installation. IEEE 2006.
- [65] Reed, G. & Pape, R. et al. Advantages of Voltage Sourced Converter (VSC) Based Design Concepts for FACTS and HVDC-Link Applications. IEEE 2003.
- [66] Voraphonpiput, N. & Chatratana, S. STATCOM Analysis and Controller Design for Power System Voltage Regulation. 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China.
- [67] Reed, G. & Paserba, J. et al. The Velco STATCOM-based Transmission System Project. IEEE 2001.
- [68] Yu, Q. & Li, P. et al. Overview of STATCOM technologies. 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004). Hong Kong, toukokuu 2004.
- [69] Kumara, J.R.S.S. & Bandara, A.M.T.K. et al. Design and Testing of an TCSC for Distribution Network Applications. First International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIIS 2006, 8-11.8.2006, Sri Lanka.
- [70] Khederzadeh, M. Application of TCSC to enhance power quality. UPEC 2007.
- [71] De Souza, L.F.W & Watanabe, E.H. et al. Thyristor and Gate Controlled Series Capacitors: Comparison of Components Rating. IEEE 2003.
- [72] Yang, Z. & Xiangning, X. et al. Nonlinear PID controller of H-Bridge Cascade SSSC Top Level Control. DRPT2008 6-9.4.2008 Nanjing, Kiina.
- [73] Bongiorno, M. & Svensson, J. et al. Single-Phase VSC Based SSSC for Subsynchronous resonance damping. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 23, no.3, heinäkuu 2008.
- [74] Mancilla-David, F. & Venkataramanan, G. Modeling and Control of the Static Series Synchronous Compensator under Different Operating Modes. IEEE 2007.
- [75] Schauder, C.D & Gyugyi, L. et al. Operation of the Unified Power Flow Controller (UPFC) under practical constraints. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 13, No 2, huhtikuu 1998.
- [76] Rajabi-Ghahnavieh, A. & Fotuhi, Firuzabad, M. et al. Evaluation of UPFC impacts on Power System Reliability. IEE 2008.

[77] Choo, J.B. & Yoon, J.S. et al. Development of FACTS Operation Technology to the KEPCO Power Network. Detailed EMTDC model of 80 MVA UPFC. IEEE 2002.

[78] Kim, S.Y. & Yoon, J.S. et al. The Operation Experience of KEPCO UPFC. IEEE 2004.

Virtarajoittimet

[79] Calixte, E. & Yokomizu, Y. Reduction of rating required for circuit breakers by employing series-connected fault current limiters. IEE proceedings online no. 20040060, 2004.

[80] Fault current limiters in electrical medium and high voltage systems. Working group A3.10 (High voltage equipment). Joulukuu 2003.

Tuotantomuodot ja tuotannon liityntätavat

[81] Pohjolan Voima. Viitattu 15.7.2008. Saatavissa: <http://www.pvo.fi/fi-FI/lampovoima/>

[82] Breeze, P. Power Generation Technologies. Iso-Britannia 2005. ISBN 0 7506 6313 8.

[83] Kara, M. et al. Energia Suomessa: Tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset. 3. uudistettu painos. VTT prosessit. Edita Prima Oy 2004. ISBN 951-37-4256-3.

[84] <http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkontuotanto/> Viitattu 15.7.2008.

[85] Matilainen, J. Tuulivoima. S-18.3201 Sähkönsiirtojärjestelmät II, luentokalvot. Teknillinen korkeakoulu, kevät 2008.

[86] Schultz, D. & Hanitsch, R. Power Factor Adjustment and Energy Management in Large Grid-Connected Wind Parks. IEEE 2006.

[87] Bressti, P. et al. HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 1, maaliskuu 2007.

[88] Lakervi, E. S-18.3153 Sähkön jakelu ja Markkinat, Luento 12: Hajautettu sähkön tuotanto ja kehitysmaiden sähkönjakelu. Luentokalvot. Teknillinen korkeakoulu, sähkötekniikan laitos 2008.

[89] Laaksonen, H. Hajautetun tuotannon tilastollisuuden ja keskijänniteverkon aktiivisen jännitteensäädön huomioiminen verkostolaskennassa. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, ympäristötekniikan osasto. 30.4.2004.

[90] Braun, D. & Cavaliere, G. et al. Reliability and Economic Analysis of Different Layouts for Large Thermal Power Stations. 2006.

[91] Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 2007. Fingrid Oyj. Viitattu 17.7.2008. Saatavissa:

http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vjv2007yhdistetty_200308_suo.pdf

[92] The Contribution to Distribution Network Fault Levels from the connection of Distributed Generation. WS5 P01 Steering Group. The KEMA Consulting report for the Department of Trade and Industry's New & Renewable Energy Programme. Toukokuu 2005.

[93] Handbook of general requirements for electrical service to dispersed generation customers. Specification EO-2115. Revision 7. Maaliskuu 2005. Application and design manual no. 4, field manual no. 16, section 4.

[94] Morren, Johan. Grid Support by power electronic converters of Distributed Generation units. Julkaisija Gildeprint, B.V, Ensched, Hollanti. 2006.

Muut

[95] Elovaara, Jarmo & Laiho, Yrjö. Sähkölaitostekniikan perusteet. Valopaino, Helsinki 2005. 5. painos. ISBN 951-672-285-7.

[96] Fingridin voimansiirtoverkko 2009. Fingrid Oyj. Viitattu 27.2.2009. Saatavissa:
<http://www.fingrid.fi/attachments/fi/yritys/kantaverkko/verkko09.pdf>

Liite A Kustannustiedot

Taulukko A1. 400 kV muuntajien ja kenttien/kennojen hintoja.

	AIS	GIS maan päällä rakennuksessa	GIS maan alla
Yhden kennon tai kentän hinta (k€)	1366	2542	2855
Muuntajan hinta (k€)	4841	5073	6575

Taulukko A2. 110 kV muuntajien ja kenttien/kennojen hintoja.

	AIS	GIS maan päällä rakennuksessa	GIS maan alla
Yhden kennon tai kentän hinta (k€)	452	721	819
40 MVA Muuntajan hinta (k€)	686	751	990

Taulukon A3 kustannusarviot avojohdoille perustuvat Markku Hyvärisen väitöskirjaan ja Energiamarkkinaviraston tietoihin. Viimeisimpien toteutuneiden projektien hinnat ovat Helsingissä kuitenkin olleet merkittävästi taulukon hintoja korkeampia. 2*Duck-kaksoisavojohdon hinta asennettuna voi olla jopa 900 €/m.

Taulukko A3. 110 kV avojointojen kustannuksia ja muita parametreja.

Johdintyyppi	152/25	Duck	Finch	2*Duck	2*Finch	152/25 2 vp	2*Duck 2 vp	2*Finch 2 vp
Johtimen hinta (€/m)	12,96	18,47	27,22	36,94	54,43	25,92	73,87	108,86
Asennuskustannus (€/m)	147,31	200,88	254,45	219,90	281,23	178,20	266,00	340,20
Johtimen resistanssi (ohm/m)	1.90E-04	1.00E-04	5.40E-05	4.90E-05	2.70E-05	9.50E-05	2.45E-05	1.35E-05
Johtimen virtaraja (A)	550	845	1240	1280	1880	1100	2560	3760
Suurin virta, joka saa aluksi olla, ettei kapasiteetti ylitä 40 vuoden päästä (A)	524	805	1182	1220	1792	1048	2440	3584
Huoltokustannus (€/km/a)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Taulukko A4. 400 kV avojointojen kustannuksia ja muita parametreja.

Johdintyyppi	Finch	2*Finch	3*Finch
Johtimen hinta (€/m)	27,22	54,43	81,65
Asennuskustannus (€/m)	300	350	400
Johtimen resistanssi (ohm/m)	0.000054	0.000027	0.000018
Johtimen virtaraja (A)	1240	1880	2800
Suurin virta, joka saa aluksi olla, ettei kapasiteetti ylitä 40 vuoden päästä (A)	1182	1792	2669
Huoltokustannus (€/km/a)	1000	1000	1000

Taulukko A5. 110 kV kaapeleiden kustannuksia ja muita parametreja.

Johdintyyppi	300 Al	800 Al	1200 Cu	2000 Cu
Johtimen hinta (€/m)	129	165	300	465
Asennuskustannus esikaupunkialueella (€/m)	300	300	300	300
Asennuskustannus kaupunkialueella (€/m)	600	600	600	600
Kalliotunnelin hinta (€/m)	3000	3000	3000	3000
Johtimen resistanssi (ohm/m)	0.000125	0.000053	1.92E-05	1.17E-05
Johtimen virtaraja (A)	390	670	1100	1400
Maksimivirta, joka nyt saa olla, ettei 40 vuoden päästä virtaraja ylity (A)	372	639	1048	1334
Huoltokustannus (€/km/a)	1000	1000	1000	1000

Taulukko A6. 400 kV kaapeleiden kustannuksia ja muita parametreja.

Johdintyyppi	1600 Cu	2500 Cu	2 x 1600 Cu	2 x 2500 Cu
Johtimen hinta (€/m)	900	1500	1800	3000
Asennuskustannus maahan haudattuna ilman jäähdytystä (€/m)	1100	1100	2200	2200
Asennuskustannus maahan haudattuna jäähdytyksellä (€/m)	2100	2100	4200	4200
Asennuskustannus kalliotunnelissa (€/m)	4400	4500	4600	4700
Johtimen resistanssi (ohm/m)	0,000033	0,000027	0,0000165	0,0000135
Johtimen virtaraja (A)	1115	1400	2230	2800
Maksimivirta, joka nyt saa olla, ettei 40 vuoden päästä virtaraja ylity (A)	1063	1334	2126	2669
Huoltokustannus maahan haudattuna (€/km/a)	1000	1000	1000	1000
Huoltokustannus betonikanavassa (€/km/a)	2000	2000	2000	2000
Huoltokustannus tunnelissa (€/km/a)	3000	3000	3000	3000

Taulukko A7. Muita kustannuslaskelmissa käytettyjä parametreja.

Korkokanta (%)	6
Kuorman kasvu (%/a)	0,12
Tarkasteluajanjakson pituus (a)	40
Huipunkäyttöaika (h/a)	4500
cosφ	0,94
Tehohäviöiden hinta 110 kV tasolla (EUR/kVA,a)	5
Tehohäviöiden hinta 400 kV tasolla (EUR/kVA,a)	2
Energiahäviöiden hinta tyhjäkäynnissä (EUR/kWh)	0,03
Energiahäviöiden hinta kuorman kanssa (EUR/kWh)	0,04

